

Trabajo de Final de Grado

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

# **MODELIZACIÓN Y CONTROL DE UN AEROGENERADOR DE VELOCIDAD VARIABLE**

MEMORIA

**Autor**

Víctor Vesperinas Espejo

**Director**

Eduardo Prieto Araujo

**Convocatoria**

2019-2020



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona



## RESUMEN

Este Trabajo de Final de Grado consiste en la modelización y control de un aerogenerador de velocidad variable.

Para empezar, se ha considerado necesario definir los principios aerodinámicos básicos utilizados para extraer la potencia generada por la turbina. Se ha puesto de manifiesto la relevancia del coeficiente de potencia y sus variables explícitas (el ángulo de Pitch y el *tip-speed ratio*).

A continuación, por lo que respecta a la sección de modelización del sistema, se han estudiado las ecuaciones que rigen el comportamiento tanto del generador síncrono de imanes permanentes como del convertidor *back-to-back* y su conexión a la red.

Posteriormente, en cuanto al control del sistema, cabe diferenciar entre el estudio de la conexión del convertidor a la red y la conexión del convertidor al generador. En términos generales, la primera parte consiste en el control del flujo de potencia hacia la red mientras que, la segunda, se basa en el control de la velocidad de rotación de la turbina con el fin de maximizar la potencia generada. Asimismo, se ha implementado un sistema de control del ángulo de Pitch.

Finalmente, se ha simulado el sistema completo para diferentes entradas de viento obteniéndose unos resultados que son objeto de análisis en las conclusiones.

A modo complementario, se ha examinado el impacto ambiental que podría tener el proyecto, así como el presupuesto de llevarlo a cabo.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN .....</b>	<b>2</b>
<b>ÍNDICE.....</b>	<b>3</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>5</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>8</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
1.1.    Objetivos del proyecto .....	11
1.2.    Alcance del proyecto .....	11
<b>2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA .....</b>	<b>13</b>
2.1.    Esquema general del sistema .....	13
2.2.    Principios aerodinámicos de un aerogenerador .....	14
2.2.1.    Aproximación del coeficiente de potencia ( $C_p$ ) .....	15
2.3.    Generador síncrono de imanes permanentes .....	17
2.4.    Convertidor back-to-back .....	19
2.5.    Red eléctrica .....	21
<b>3. CONTROL DEL SISTEMA .....</b>	<b>24</b>
3.1.    Conexión del convertidor a la red .....	24
3.1.1.    Regulador de tensión.....	26
3.1.2.    Cálculo de la potencia transformada DC-AC .....	27
3.1.3.    Lazo de corriente.....	27
3.1.4.    Phase Locked Loop (PLL).....	29
3.2.    Conexión del convertidor al generador.....	30
3.2.1.    Transmisión mecánica del par.....	32
3.2.2.    Lazo de corriente del rectificador.....	33
3.2.3.    Control de Potencia óptima .....	35
3.2.4.    Control del ángulo de Pitch $\beta$ .....	37

3.2.5.	Limitación del voltaje del rectificador .....	40
<b>4.</b>	<b>SIMULACIONES .....</b>	<b>41</b>
4.1.	Parámetros utilizados en las simulaciones .....	41
4.2.	Comparativa de potencias y rendimiento del aerogenerador .....	41
4.3.	Funcionamiento del convertidor back-to-back.....	43
4.3.1.	Funcionamiento del inversor .....	43
4.3.2.	Simulaciones en la parte de DC.....	45
4.3.3.	Funcionamiento del rectificador .....	46
4.4.	Simulación inyectando potencia reactiva a la red .....	47
4.5.	Simulación de la transmisión mecánica del par.....	48
4.6.	Funcionamiento a la potencia optima .....	49
4.7.	Funcionamiento del control del ángulo de Pitch .....	53
4.8.	Limitación de voltaje del rectificador.....	55
4.9.	Funcionamiento con una entrada de viento real.....	57
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>62</b>
<b>6.</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL .....</b>	<b>63</b>
6.1.	Efectos negativos .....	63
6.2.	Efectos positivos .....	64
6.3.	Conclusión .....	66
<b>7.</b>	<b>PRESUPUESTO .....</b>	<b>67</b>
<b>ANEXO</b>	<b>TRANSFORMACIÓN DE PARK .....</b>	<b>69</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>72</b>

## GLOSARIO

## Símbolos

$A$	Área barrida por las aspas de la turbina
$\theta_z$	Ángulo eléctrico de la red
$\theta_r$	Ángulo eléctrico del rotor
$\beta$	Ángulo de Pitch
$C$	Capacidad del condensador
$C_p$	Coeficiente de potencia
$\tau$	Constante de tiempo del lazo de corriente
$\tau_{PLL}$	Constante de tiempo del PLL
$K_{cp}$	Constante del control de potencia óptima
$K_i$	Constante integral de un controlador PI
$K_p$	Constante proporcional de un controlador PI
$K_f(s)$	Controlador PI del PLL
$G_{ciq,cid}(s)$	Controlador PI del lazo de corriente inversor
$G_{cDC}(s)$	Controlador PI del regulador de voltaje
$\xi_{PLL}$	<i>Damping ratio</i> del PLL
$\xi_E$	<i>Damping ratio</i> del regulador de voltaje
$\rho$	Densidad del viento
$E$	Energía cinética
$f_z$	Frecuencia de la red eléctrica
$\Phi_m$	Flujo magnético
$L_l$	Inductancia de la conexión a la red eléctrica
$L_d, L_q$	Inductancias del generador
$J_t$	Inercia de la turbina
$I_{s,abc}$	Intensidad del estator del generador
$I_{s,qd}$	Intensidad del estator del generador en la referencia de Park
$I_{s,qd}^*$	Intensidad del estator del generador en la referencia de Park deseada
$I_{z,abc}$	Intensidad entregada a la red eléctrica

$I_{z,qd}$	Intensidad entregada a la red eléctrica en la referencia de Park
$I_{z,qd}^*$	Intensidad entregada a la red eléctrica en la referencia de Park deseada
$I_c$	Intensidad que atraviesa el condensador
$I_{DC}$	Intensidad que se impone en la fuente de corriente
$I_{DCI}$	Intensidad que se impone en la fuente de corriente del inversor
$I_{DCR}$	Intensidad que se impone en la fuente de corriente del rectificador
$m$	Masa de aire
$T(\theta), T_{qd0}$	Matriz de la transformación de Park
$T^{-1}(\theta)$	Matriz de la transformación inversa de Park
$p$	Número de pares de polos del GSIP
$\Gamma_e$	Par del generador del GSIP
$\Gamma_e^*$	Par del generador del GSIP deseado
$\Gamma_t$	Par mecánico de la turbina
$E_m$	Pico máximo de voltaje admitido del PLL
$P_{AC}$	Potencia de la parte de alterna ( <i>alternating current</i> )
$P_{DC}$	Potencia de la parte de continua ( <i>direct current</i> )
$P_t$	Potencia de la turbina
$P_v$	Potencia del viento
$Q^*$	Potencia reactiva deseada
$\omega_z$	Pulsación de la red eléctrica
$R_t$	Radio de la turbina
$\eta_{inv}$	Rendimiento del inversor
$\eta_{rec}$	Rendimiento del rectificador
$\eta_{tot}$	Rendimiento total
$r_l$	Resistencia óhmica de la conexión a la red eléctrica
$r_s$	Resistencia óhmica del estator del generador
$V_{z,abc}$	Tensiones de la red eléctrica
$V_{z,qd}$	Tensiones de la red eléctrica en la referencia de Park
$E_{DC}$	Tensión del bus de continua

$E_{DC}^*$	Tensión del bus de continua deseada
$V_{ef}$	Tensión eficaz
$V_{s,abc}$	Tensiones del estator
$V_{s,qd}$	Tensiones del estator en la referencia de Park
$U_z$	Tensión de línea de la red eléctrica
$V_{pico}$	Tensión de pico
$\hat{V}_{l,qd}$	Tensiones desacopladas del lazo de corriente
$V_{l,abc}$	Tensiones que aplica el inversor
$V_{l,qd}$	Tensiones que aplica el inversor en la referencia de Park
$t$	Tiempo
$\lambda$	<i>Tip speed ratio</i>
$\omega_t$	Velocidad angular de la turbina
$\omega_E$	Velocidad angular deseada del regulador de voltaje
$\omega_r$	Velocidad de rotación del ángulo eléctrico del generador
$v_v$	Velocidad del viento

### Siglas

<b>AC</b>	<i>Alternating current</i> (corriente alterna)
<b>DC</b>	<i>Direct current</i> (corriente continua)
<b>GSIP</b>	Generador Síncrono de Imanes Permanentes
<b>IGBT</b>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<b>PLL</b>	<i>Phase Locked Loop</i>
<b>PWM</b>	<i>Pulse-Width Modulation</i>
<b>VSC</b>	<i>Voltage Source Converter</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: ESQUEMA GENERAL .....	13
FIGURA 2: ÁREA BARRIDA POR LAS ASPAS .....	14
FIGURA 3: VOLUMEN DE CONTROL .....	14
FIGURA 4: CONTROL DEL ÁNGULO DE PITCH.....	16
FIGURA 5: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA VARIACIÓN DEL COEFICIENTE DE POTENCIA EN FUNCIÓN DEL TIP SPEED RATIO Y EL ÁNGULO DE PITCH .....	17
FIGURA 6: ESQUEMA DE UN GENERADOR SÍNCRONO DE IMANES PERMANENTES .....	18
FIGURA 7: ESTRUCTURA DE UN VSC .....	20
FIGURA 8: ESTRUCTURA COMPLETA BACK-TO-BACK .....	20
FIGURA 9: MODELO SIMPLIFICADO DE UN VSC.....	21
FIGURA 10: MODELIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	21
FIGURA 11: RED ELÉCTRICA .....	23
FIGURA 12: ESQUEMA DE CONTROL DEL INVERSOR .....	24
FIGURA 13: REGULADOR DE VOLTAJE.....	26
FIGURA 14: CONEXIÓN DE LA PARTE AC DEL VSC CON LA RED ELÉCTRICA .....	27
FIGURA 15: ESQUEMA DEL LAZO DE CORRIENTE DEL INVERSOR .....	29
FIGURA 16: ESQUEMA DEL PHASE LOCKED LOOP .....	30
FIGURA 17: ESQUEMA DE CONTROL DEL RECTIFICADOR .....	31
FIGURA 18: ESQUEMA DE LA TRANSMISIÓN MECÁNICA DEL PAR .....	33
FIGURA 19: ESQUEMA DEL LAZO DE CORRIENTE DEL RECTIFICADOR .....	34
FIGURA 20: POTENCIA ÓPTIMA .....	35
FIGURA 21: PAR MÁXIMO .....	36
FIGURA 22: ZONAS DE TRABAJO DE LA TURBINA .....	39
FIGURA 23: ESQUEMA DEL CONTROLADOR CON SISTEMA ANTI-WINDUP .....	39
FIGURA 24: ESQUEMA DEL ACTUADOR.....	40
FIGURA 25: RELACIÓN ENTRE LAS CORRIENTES DEL ESTATOR.....	40
FIGURA 26: COMPARATIVA DE POTENCIAS .....	42
FIGURA 27: ENTRADAS DE VIENTO DE TIPO ESCALÓN .....	43



FIGURA 28: TENSIONES DE RED .....	44
FIGURA 29: INTENSIDADES INYECTADAS A LA RED .....	44
FIGURA 30: Tensión DEL BUS DE CONTINUA .....	45
FIGURA 31: INTENSIDADES DIRECT CURRENT .....	46
FIGURA 32: INTENSIDADES DEL ESTATOR .....	46
FIGURA 33: TENSIONES DEL ESTATOR .....	47
FIGURA 34: POTENCIA REACTIVA ENTREGADA A LA RED .....	47
FIGURA 35: ENTRADA DE VIENTO DE TIPO ESCALÓN.....	48
FIGURA 36: COMPARATIVA DEL PAR MECÁNICO Y EL PAR DEL GENERADOR .....	49
FIGURA 37: VELOCIDAD ANGULAR DE LA TURBINA .....	50
FIGURA 38: COEFICIENTE DE POTENCIA DE LA TURBINA .....	50
FIGURA 39: ENTRADA DE VIENTO TIPO ESCALÓN.....	51
FIGURA 40: VELOCIDAD ANGULAR DE LA TURBINA.....	51
FIGURA 41: CURVA DE POTENCIA ÓPTIMA.....	52
FIGURA 42: COEFICIENTE DE POTENCIA DE LA TURBINA .....	52
FIGURA 43: POTENCIA ELÉCTRICA DEL GSP CUANDO NO ACTUA EL ÁNGULO DE PITCH.....	53
FIGURA 44: POTENCIA ELÉCTRICA DEL GSP CUANDO ACTUA EL ÁNGULO DE PITCH .....	54
FIGURA 45: VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PITCH.....	54
FIGURA 46: ENTRADA DE VIENTO TIPO ESCALÓN.....	55
FIGURA 47: TENSIONES DEL ESTATOR SIN LIMITACIÓN DE VOLTAJE .....	56
FIGURA 48: TENSIONES DEL ESTATOR CON LIMITACIÓN DE VOLTAJE .....	56
FIGURA 49: INTENSIDADES DEL ESTATOR PARA LA LIMITACIÓN DE VOLTAJE .....	57
FIGURA 50: ENTRADA DE VIENTO REAL .....	58
FIGURA 51: VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PITCH .....	58
FIGURA 52: COMPARATIVA DE POTENCIAS DEL SISTEMA .....	59
FIGURA 53: COMPARATIVA DEL PAR MECÁNICO Y EL PAR DEL GENERADOR .....	59
FIGURA 54: POTENCIA ENTREGADA A LA RED .....	60
FIGURA 55: TENSIONES Y CORRIENTES DE LA RED .....	60
FIGURA 56: TENSIONES Y CORRIENTES DEL ESTATOR .....	61

FIGURA 57: TENSIONES Y CORRIENTES DIRECT CURRENT .....	61
FIGURA 58: PROMEDIO ANUAL DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE TURBINA EÓLICA OFFSHORE (MW) .....	65
FIGURA 59: ÁNGULO EMPLEADO EN LA TRANSFORMADA DE PARK.....	70
FIGURA 60: INTERPRETACIÓN FASORIAL DE LA TRANSFORMADA DE PARK .....	70
FIGURA 61: TRANSFORMACIÓN DE PARK .....	71

# 1. INTRODUCCIÓN

---

## 1.1. Objetivos del proyecto

El objetivo principal del proyecto es modelizar, controlar y simular un aerogenerador de velocidad variable. Concretamente, se ha escogido un modelo constituido por un generador síncrono de imanes permanentes conectado por transmisión directa a la turbina. La conexión a la red eléctrica se hace a través de un convertidor de potencia cuya estructura clásica es conocida como *back-to-back*. Por una parte, este convertidor posibilita controlar la velocidad de rotación de la turbina para maximizar la potencia. Por otra parte, permite ajustar la potencia entregada a la red.

La motivación para tratar este tema radica en el auge de la industria de las energías renovables y, principalmente, la energía eólica. La decisión de abandonar progresivamente las fuentes de energía no renovables y, en especial, los combustibles fósiles, ha sido originada por la escasez de estos, pero también por la crisis ambiental que se está produciendo. Esta medida requiere la búsqueda de alternativas dado que el consumo por parte de los seres humanos no deja de incrementar. Una manera de obtener energía limpia es aprovechando un recurso ilimitado como es el viento. Los avances tecnológicos en este campo han conseguido posicionar a la energía eólica como la fuente de generación de energía clave para el cambio del modelo energético. Sin embargo, ante la dificultad para encontrar zonas terrestres cuyas velocidades de viento sean óptimas y que se puedan explotar como parques eólicos, surge la idea de instalar turbinas en el mar. Este emplazamiento permite, además, rendimientos superiores a los obtenidos en tierra firme. Así pues, la energía eólica *offshore* ha pasado a ser un recurso de carácter global: en los últimos 30 años se ha incrementado la capacidad por aerogenerador pasando de 30 kW a 10 MW y, a nivel de proyecto, se ha logrado pasar de 5 MW a más de 600 MW.

## 1.2. Alcance del proyecto

Con este estudio se pretende analizar en profundidad el funcionamiento de un aerogenerador actual, haciendo hincapié en la estructura de convertidores empleada para este tipo de turbinas.

La idea inicial era desarrollar un modelo completo para simular el comportamiento de una turbina y, posteriormente, replicarlo para crear un parque eólico marino. Esto último no ha sido posible debido a las limitaciones del hardware utilizado. A pesar de ello, se han logrado otros objetivos implícitos en esa idea dado que el trabajo ha servido para entender en profundidad el proceso de la generación de energía eólica.

## 2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA

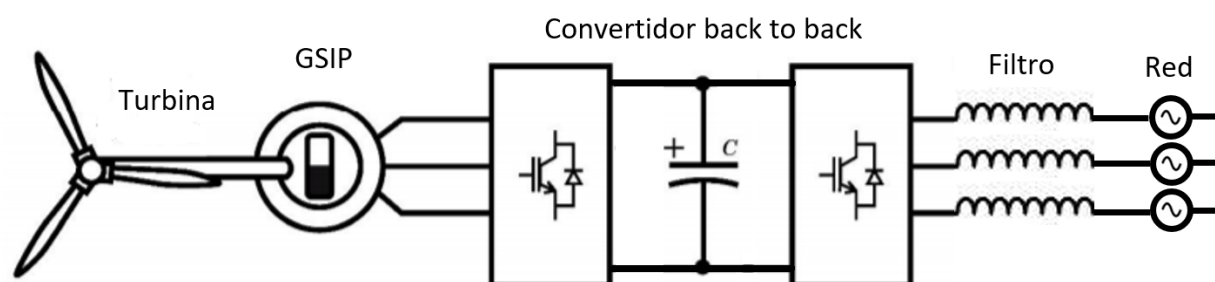
### 2.1. Esquema general del sistema

Con el objetivo de presentar los apartados que se abordarán a continuación, se explicará el esquema general del sistema de forma simplificada. El modelo se divide fundamentalmente en tres partes [Fig. 1]:

- El **Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP)**: este tipo de generadores son muy utilizados en los parques eólicos marinos ya que precisan de poco mantenimiento y tienen un elevado rendimiento [B1].
- El **convertidor back-to-back**: se encarga de transformar la corriente alterna (AC), generada a cualquier frecuencia, a corriente continua (DC) para luego volver a transformarla a alterna con la frecuencia de la red eléctrica. Este sistema de electrónica de potencia permite así controlar la velocidad de giro de la turbina.
- La **red eléctrica**: en este caso se considera una frecuencia de 50 Hz, la propia de la red europea, y una tensión de línea de 690 V.

Antes de tratar cada uno de estos subsistemas conviene tener en cuenta los principios aerodinámicos de un aerogenerador, así como entender los conceptos clave en el estudio.

Para que el análisis sea fiel a la realidad actual se han basado todos los cálculos en un modelo de turbina reciente como es la Siemens SWT-6.0-154 comercializada desde 2017. Este aerogenerador tiene una potencia nominal de 6 MW y un área de barrido de 18600 m<sup>2</sup>. Asimismo, permite el control variable de velocidad y la regulación del ángulo de Pitch.

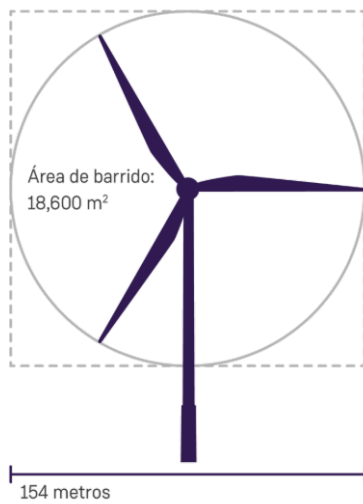


**FIGURA 1: ESQUEMA GENERAL**

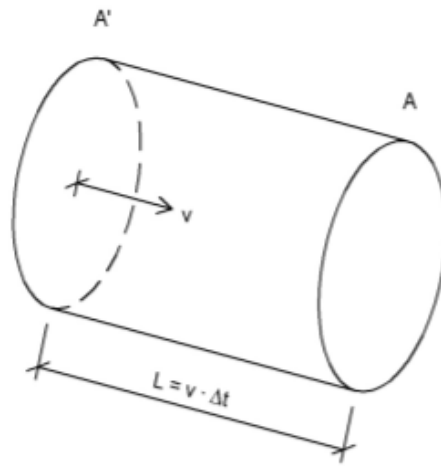
[ Fuente: Material de la asignatura Generación Eléctrica Eólica ]

## 2.2. Principios aerodinámicos de un aerogenerador

En primer lugar, se describirán los principios aerodinámicos que permiten calcular la potencia del viento disponible para un cierto diferencial de masa que atraviesa un área determinada. Para ello, se define un volumen de control cuya sección es el área barrida por las aspas del aerogenerador (1), [Fig. 2]. La masa en el interior de este volumen se puede expresar según (2), [Fig. 3]. Si dividimos nuestro volumen de control en un diferencial de tiempo obtenemos la expresión para un diferencial de masa (3).



**FIGURA 2: ÁREA BARRIDA POR LAS ASPAS**  
[ Fuente: Siemens Gamesa aerogenerador SWT-6.0-154 ]



**FIGURA 3: VOLUMEN DE CONTROL**  
[ Fuente: Material de la asignatura Generación Eléctrica Eólica ]

$$A = \pi R_t^2 \quad (1)$$

$$m = \rho A v_v \Delta t \quad (2)$$

$$dm = \rho A v_v dt \quad (3)$$

Por otra parte, la expresión de la energía cinética en forma diferencial es la mostrada en (4) en la que se substituye el diferencial de masa por (3). Finalmente, para obtener la fórmula de la potencia del viento se divide la energía cinética entre el tiempo obteniendo así (5).

$$dE = \frac{1}{2} dm v_v^2 = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 dt \quad (4)$$

$$P_v = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 \quad (5)$$

Esta potencia del viento no es directamente la potencia captada por la turbina ya que existe un coeficiente aerodinámico conocido como coeficiente de potencia ( $C_p$ ). Así pues, para obtener la potencia de la turbina es necesario ponderar la potencia del viento por este coeficiente [6].

$$P_t = C_p \cdot P_v \quad (6)$$

Es conveniente apuntar que este coeficiente de potencia es adimensional y tiene un máximo teórico conocido como el límite de Betz (7) [B7]. Aun así, en las turbinas reales el valor del  $C_p$  acostumbra a estar en torno a 0,45.

$$C_p^{max} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (7)$$

### 2.2.1. Aproximación del coeficiente de potencia ( $C_p$ )

El coeficiente de potencia se calcula a través de (8) y (9) cuyas constantes, que van de  $c_1$  a  $c_9$ , toman determinados valores dependiendo de si se trata de una turbina de velocidad constante o de una turbina de velocidad variable. En este caso, se trabaja con un aerogenerador de velocidad variable como se verá más adelante por lo que los valores de las constantes ( $c_1, \dots, c_9$ ) son los presentados en la Sección 4.1.

$$C_p(\beta, \lambda) = c_1(c_2\lambda - c_3\theta_p - c_4\beta^{c_5} - c_6)e^{-c_7\lambda} \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{1 + \beta} \quad (9)$$

Como se puede ver en las expresiones anteriores, el  $C_p$  es función de dos variables: el ángulo de Pitch ( $\beta$ ) y el *tip speed ratio* ( $\lambda$ ).

En primer lugar, el *tip speed ratio* es el valor que relaciona la velocidad lineal del extremo de las aspas con la velocidad del viento (10).

$$\lambda = \frac{\omega_t R_t}{v_v} \quad (10)$$

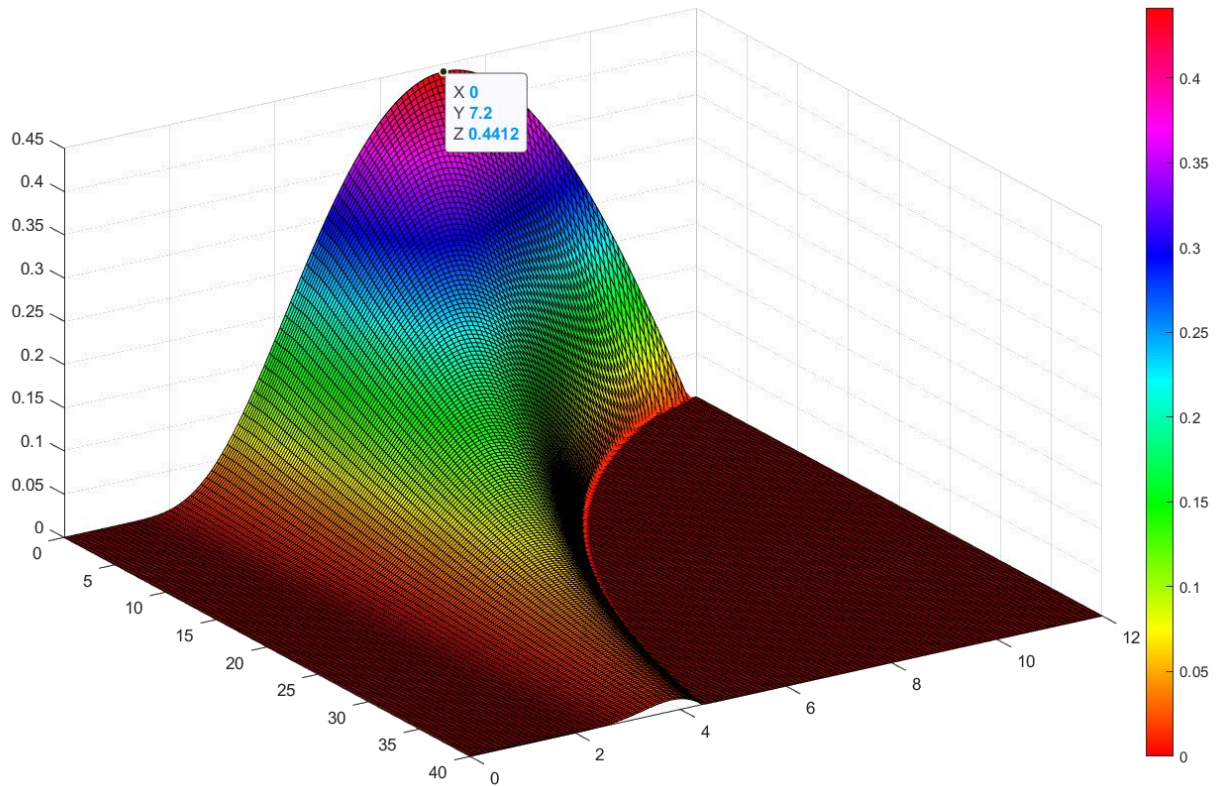
En segundo lugar, el ángulo de Pitch es aquel que forma el eje longitudinal de la pala con el plano perpendicular a la dirección del viento [Fig. 4]. Como se verá más adelante, el ángulo que proporciona un coeficiente de potencia más alto es  $\beta = 0$ . A medida que vamos aumentando el ángulo de Pitch vamos disminuyendo el  $C_p$  y, por tanto, vamos disminuyendo así la potencia captada por la turbina  $P_t$ .



**FIGURA 4: CONTROL DEL ÁNGULO DE PITCH**  
[ Fuente: <http://usuaris.tinet.cat/zefir/pitch.htm> ]

Si se representa la función  $C_p$  en función de sus dos variables se obtiene la superficie de la [Fig. 5]. En ella se puede apreciar que el valor máximo de  $C_p$  es de 0,4412 y se obtiene para un valor de  $\lambda = 7,2$  aproximadamente y  $\beta = 0$ .



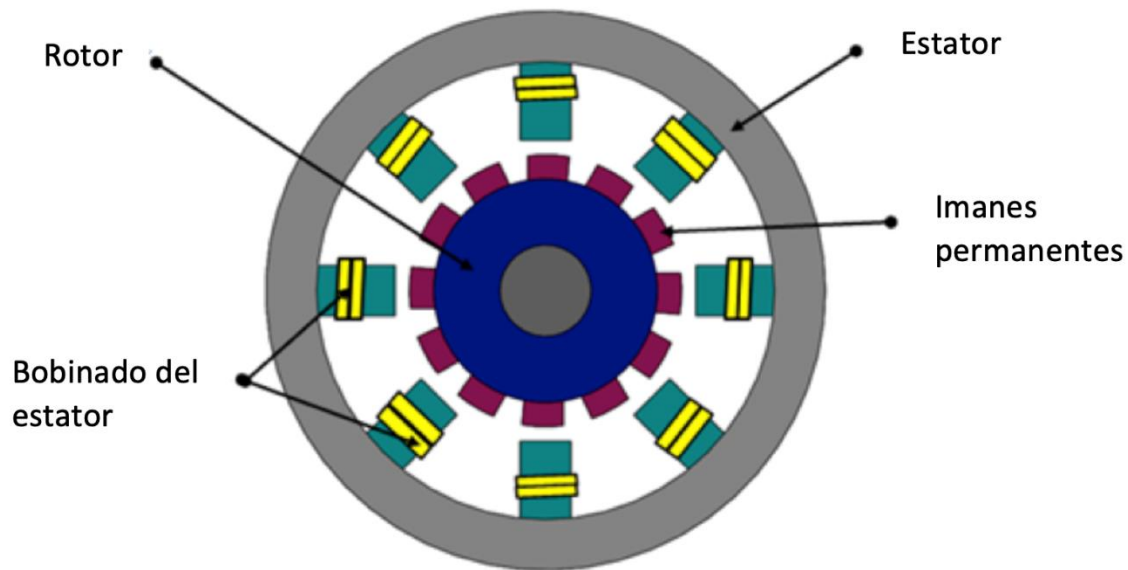


**FIGURA 5: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA VARIACIÓN DEL COEFICIENTE DE POTENCIA EN FUNCIÓN DEL TIP SPEED RATIO Y EL ÁNGULO DE PITCH**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

### 2.3. Generador síncrono de imanes permanentes

En este apartado se presenta el generador empleado en las simulaciones. Se trata de un Generador Síncrono de Imanes Permanentes (GSIP). Como su propio nombre indica, utiliza imanes permanentes para crear un campo magnético fijo en el rotor. Este tipo de generadores son ideales para parques eólicos marinos ya que son fáciles de mantener. Esto es debido a que no necesitan alimentar el rotor con un circuito de excitación externo. Este tipo de circuitos de excitación son más delicados porque requieren de partes deslizantes que permitan alimentar el bobinado del rotor tales como escobillas. Otra ventaja del GSIP es que trabaja a velocidades de rotación bajas. Esto permite prescindir de una transmisión mecánica, de manera que se puede conectar directamente con el eje de la turbina. Este tipo de acoplamiento se conoce como *direct-drive*. En definitiva, utilizar imanes permanentes hace que el generador sea más robusto.

Para entender el funcionamiento del GSIP es necesario ayudarse de la [Fig. 6], que representa de forma esquemática y simplificada la estructura de este tipo de generador.



**FIGURA 6: ESQUEMA DE UN GENERADOR SÍNCRONO DE IMANES PERMANENTES**

[ Fuente: <https://www.alliedmarketresearch.com/permanent-magnet-synchronous-motor-market> ]

El rotor alberga todos los imanes permanentes. Estos tienen la función de crear un campo magnético constante. El rotor gira solidario a las aspas del aerogenerador. El giro del rotor dentro del estator provoca una variación del flujo magnético en los bobinados del estator. Esto induce unas corrientes por los bobinados del estator. Cabe destacar que los bobinados del estator están orientados para que las corrientes inducidas estén desfasadas  $120^\circ$  entre ellas. A su vez, las corrientes inducidas en los devanados generan un campo magnético rotatorio que sigue al rotor.

Cuando la máquina funciona como generador, el campo magnético del rotor es el que tira del campo magnético inducido en el estator. Ambos giran a la misma velocidad, la de sincronismo  $\omega_t$ . De esta forma, el generador puede suministrar una corriente trifásica al exterior. La pulsación de esta corriente es  $\omega_r$  y depende del número de pares de polos del generador según (11).

$$\omega_r = p \omega_t \quad (11)$$

Si este tipo de generador se conectase directamente a la red eléctrica, la  $\omega_r$  quedaría directamente fijada y sería igual a la pulsación de la red eléctrica fijando así la velocidad de

rotación de la turbina  $\omega_t$ . Es por este motivo que, para poder regular la  $\omega_t$  de la turbina, es necesario utilizar un convertidor *back-to-back* (Sección 2.4) para conectar el generador a la red eléctrica.

Las ecuaciones que se presentan a continuación se deducen en [B6]. En primer lugar, (12) se utiliza para determinar las tensiones del estator  $V_{s,qd}$  en función de las intensidades que circulan por el estator  $I_{s,qd}$  y de la velocidad de rotación del rotor  $\omega_r$ .

$$V_{s,qd} = \begin{bmatrix} r_s & \omega_r L_d \\ -\omega_r L_d & r_s \end{bmatrix} I_{s,qd} + \begin{bmatrix} L_q & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} I_{s,qd} + \phi_m \omega_r \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (12)$$

En segundo lugar, (13) se utiliza para relacionar el par que ejerce el generador en función de la intensidad  $I_{s,q}$  del estator.

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} p (\phi_m I_{s,q} + (L_d - L_q) I_{s,q} I_{s,d}) \quad (13)$$

En el caso objeto de estudio, se considera un rotor cuyos imanes no están enterrados en su estructura, sino que se encuentran sobre la superficie del mismo [Fig. 6]. Esta tipología de generador permite simplificar (13) imponiendo que la inductancia  $L_q$  sea igual a la inductancia  $L_d$ , obteniendo así (14).

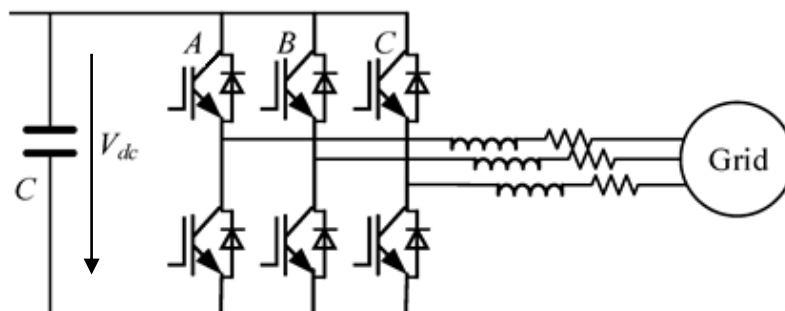
$$\Gamma_e = \frac{3}{2} p \phi_m I_{s,q} \quad (14)$$

## 2.4. Convertidor *back-to-back*

La electrónica de potencia es la tecnología que permite pasar de los clásicos sistemas de potencia a redes inteligentes. Esto es debido a que permite controlar los flujos de energía en el rango de milisegundos. En concreto, los convertidores AC/DC son elementos clave en la implementación de redes inteligentes. Además, las turbinas de velocidad variable necesitan de la estructura de convertidores de potencia conocida como *back-to-back* que consiste en dos convertidores conectados en serie unidos por el bus de continua. La turbina se conecta a un rectificador (AC/DC) para después conectarse a un inversor (DC/AC) que se acopla a la red eléctrica.

Por una parte, se diferenciará entre cuál es la estructura real de un convertidor VSC y cuál es el modelo simplificado utilizado en las simulaciones.

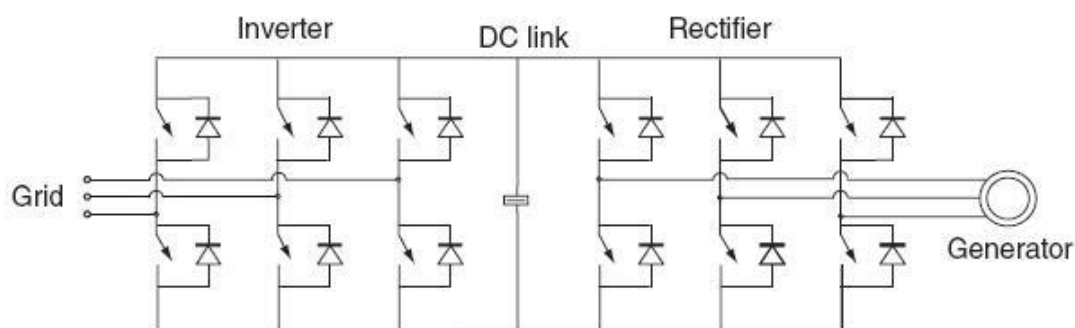
La estructura real de un convertidor VSC consta de 6 IGBTs, dos para cada fase como se muestra en [Fig. 7]. Su funcionamiento está basado en controlar el tiempo de apertura de estos interruptores de potencia mediante técnicas PWM.



**FIGURA 7: ESTRUCTURA DE UN VSC**

[ Fuente: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/4/428/htm> ]

En la [Fig. 8] se muestra la estructura completa *back-to-back* mencionada anteriormente. En este caso, trabajan 12 IGBTs. En el centro de la imagen y en paralelo con los dos convertidores encontramos un condensador, también conocido como *bus de continua*. Este condensador tiene la función de garantizar el equilibrio de potencias entre ambos convertidores. Asimismo, este elemento hace que este sistema de potencia sea más robusto que otros ya que permite mantener la tensión en la banda de DC prácticamente constante.

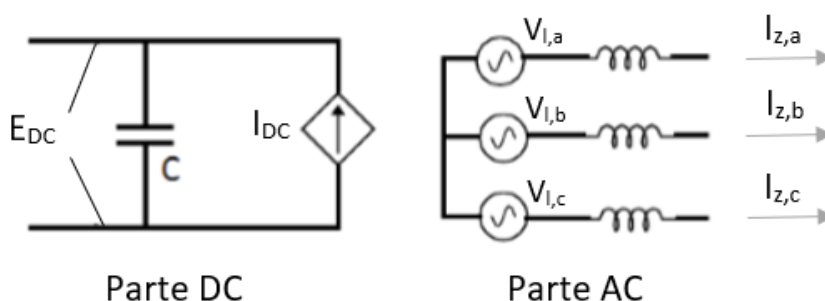


**FIGURA 8: ESTRUCTURA COMPLETA BACK-TO-BACK**

[ Fuente: <https://isaacbrana.wordpress.com/2010/07/10/power-electronic-concepts-in-wind-turbines/> ]

Para realizar las simulaciones se ha utilizado un modelo simplificado del convertidor VSC. La parte de AC del convertidor se ha modelizado como tres fuentes de tensión (sistema trifásico) ya que, como su propio nombre indica (*Voltage Source Converter*), este convertidor se caracteriza por actuar como una fuente de tensión. La parte de DC del convertidor se ha modelizado como una

fuelle de corriente conectada a un condensador en paralelo. Una vez definidas ambas partes (AC y DC) hay que establecer una relación entre ambos bandos porque se tiene que cumplir la igualdad  $P_{DC} = P_{AC}$  (esto se verá con más detalle en la Sección 3.1.2.). En un convertidor real esta relación es inherente al propio VSC. En [Fig. 9] se puede observar el esquema del modelo que se ha utilizado para aproximar el comportamiento del convertidor. Los voltajes  $V_{l,abc}$  son las tensiones aplicadas por el VSC y las intensidades  $I_{z,abc}$  son las corrientes que fluyen del convertidor a la red.

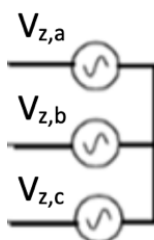


**FIGURA 9: MODELO SIMPLIFICADO DE UN VSC**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

El convertidor VSC posee dos grados de libertad, la cual cosa nos permite controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente. Esto tiene una ventaja clara y es que nos permite generar la potencia reactiva que necesite la red en cada momento (siempre teniendo en cuenta la capacidad de la turbina).

## 2.5. Red eléctrica

La red eléctrica se modelizará de la forma más sencilla posible, es decir, utilizando tres fuentes de tensión de igual voltaje y desfasadas  $120^\circ$  entre ellas, formando así un sistema trifásico simétrico y equilibrado [Fig. 10].



**FIGURA 10: MODELIZACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

Para el modelo diseñado se fija una tensión de línea  $U_z = 690$  V, lo que equivale a una tensión fase-neutro  $V_{z,abc} = \frac{690}{\sqrt{3}}$ .

Por otra parte, hay que diferenciar entre el valor eficaz de la tensión y su valor de pico. El valor eficaz de una señal senoidal es el valor equivalente a una señal de continua, mientras que el valor de pico es el valor máximo que alcanza esta señal senoidal. Por tanto, si se impone una tensión eficaz  $V_{ef} = \frac{690}{\sqrt{3}}$  esto implica que se obtendrá una tensión de pico  $V_{pico} = \frac{690}{\sqrt{3}}\sqrt{2}$ .

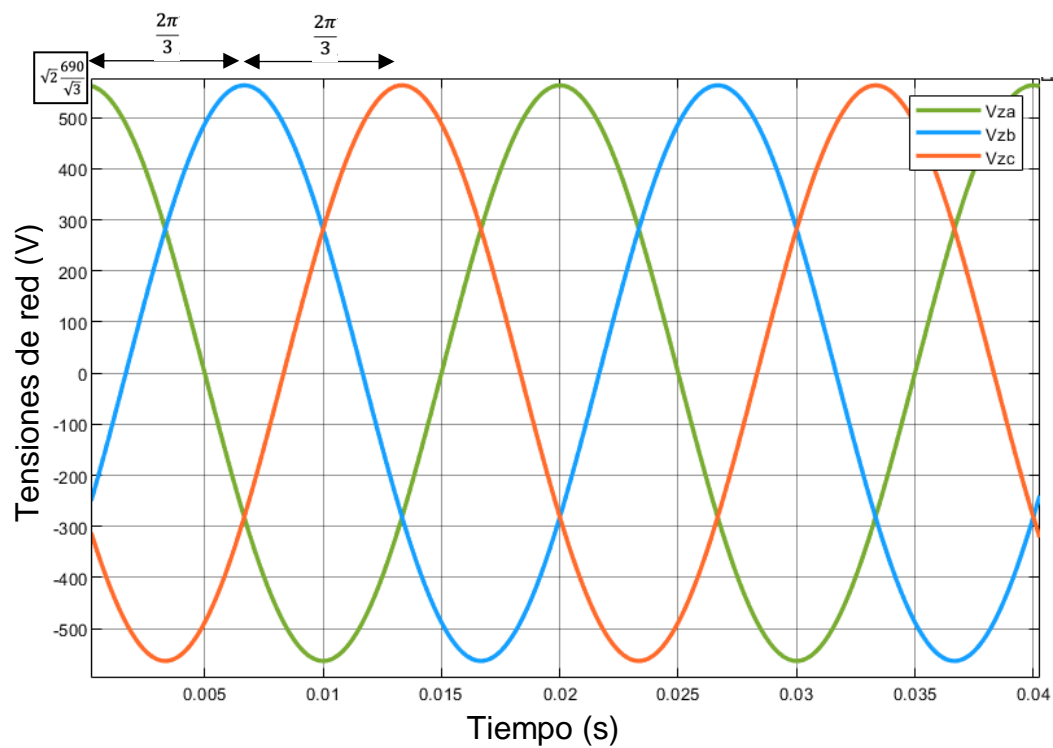
Por último, cabe destacar que se utiliza la frecuencia eléctrica de la red europea  $f_z = 50$  Hz obteniendo así una pulsación  $\omega_z = 2\pi f = 100\pi$ .

Con todo lo expuesto se obtienen (15), (16) y (17) representadas en la [Fig. 11].

$$V_{z,a} = \sqrt{2}V_{ef} \cos(\omega_z t + \theta_0) = \sqrt{2} \frac{690}{\sqrt{3}} \cos(100\pi t) \quad (15)$$

$$V_{z,b} = \sqrt{2}V_{ef} \cos\left(\omega_z t + \theta_0 - \frac{2\pi}{3}\right) = \sqrt{2} \frac{690}{\sqrt{3}} \cos\left(100\pi t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (16)$$

$$V_{z,c} = \sqrt{2}V_{ef} \cos\left(\omega_z t + \theta_0 + \frac{2\pi}{3}\right) = \sqrt{2} \frac{690}{\sqrt{3}} \cos\left(100\pi t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (17)$$

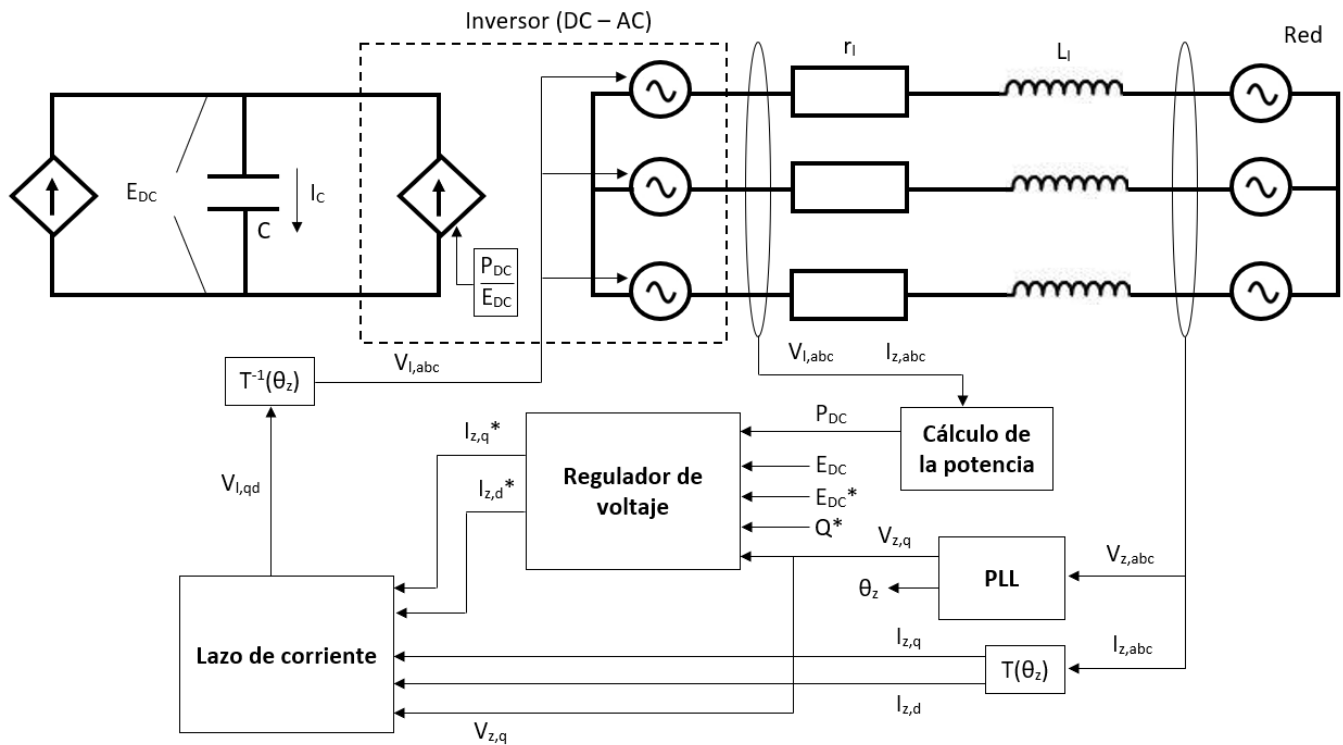
**FIGURA 11: RED ELÉCTRICA**

[ Fuente: Elaboración propia ]

### 3. CONTROL DEL SISTEMA

#### 3.1. Conexión del convertidor a la red

El objetivo principal del sistema de control del inversor es controlar los voltajes  $V_{l,abc}$  que se conectan a la red. Ajustando estos voltajes se adecua de manera implícita la intensidad entregada a la red  $I_{z,abc}$  y, por tanto, también la potencia. En la [Fig. 12] se muestra un esquema general en el que se pueden identificar todos los bloques que se describirán a continuación y sus respectivos *inputs* y *outputs*.



**FIGURA 12: ESQUEMA DE CONTROL DEL INVERSOR**

[ Fuente: Elaboración propia ]

El regulador de voltaje es el encargado de asegurar el equilibrio de potencias entre la potencia aportada por el generador y la entregada a la red. Para ello, dispone de un sistema de control para ajustar la tensión del condensador  $E_{DC}$  con la tensión deseada  $E_{DC}^*$ . La tensión deseada en bornes del condensador se define como un valor constante de manera que la  $I_c$  que atraviesa el condensador sea idealmente nula, asegurando así el equilibrio de potencias. Para conseguir esto, a través de teoría de la potencia instantánea desarrollada en [B2] se llega a (18) y (19) de la potencia activa y reactiva deseadas.



$$P^* = \frac{3}{2} (V_{z,q} \cdot I_{z,q}^* + V_{z,d} \cdot I_{z,d}^*) \quad (18)$$

$$Q^* = \frac{3}{2} (V_{z,q} \cdot I_{z,q}^* - V_{z,d} \cdot I_{z,d}^*) \quad (19)$$

Como se verá en la Sección 3.1.4, el PLL impone que la tensión  $V_{z,d}$  sea nula. De esta forma, se obtienen (20) y (21) para expresar las corrientes deseadas  $I_{z,q}^*$  e  $I_{z,d}^*$ .

$$I_{z,q}^* = \frac{3 P^*}{2 V_{z,q}} \quad (20)$$

$$I_{z,d}^* = \frac{3 Q^*}{2 V_{z,q}} \quad (21)$$

Una vez calculadas por el regulador de tensión las intensidades deseadas, el lazo de corriente ajusta los voltajes de la parte de AC del convertidor ( $V_{l,abc}$ ) para que las intensidades que fluyan hacia la red sean las deseadas. En este punto es importante tener en cuenta que, en la realidad, el convertidor aplicaría los voltajes  $V_{l,abc}$  a partir de las técnicas de modulación PWM conmutando los IGBTs. Sin embargo, en la simulación simplemente se modelizan como tres fuentes de tensión.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el convertidor dispone de 2 grados de libertad que nos permiten controlar la potencia activa y reactiva que se entregan a la red de forma independiente. En el esquema de control estos grados de libertad quedan patentes en las entradas del Regulador de voltaje ya que podemos escoger independientemente la tensión en el bus de continua y la potencia reactiva deseadas ( $E_{DC}^*$  y  $Q^*$ ).

Para simplificar los cálculos del esquema de control se utiliza la transformada y la antitransformada de Park que nos permiten pasar nuestras variables oscilantes ( $V_{z,abc}$ ,  $V_{l,abc}$ ,  $I_{z,abc}$ ) a valores constantes ( $V_{z,qd}$ ,  $V_{l,qd}$ ,  $I_{z,qd}$ ) y viceversa (consultar Anexo). Para realizar dicha transformación se requiere aplicar el ángulo eléctrico  $\theta_z$  de la red. Para la obtención de dicho ángulo se utilizará el PLL (*Phase Locked Loop*).

### 3.1.1. Regulador de tensión

Como se ha mencionado, el regulador de voltaje es el encargado de controlar la tensión del condensador para controlar así el flujo de potencia a través del inversor. La fórmula de la potencia del condensador puede ser expresada en el dominio de Laplace como aparece en (22).

$$P_c(s) = \frac{1}{2} s C E_{DC}^2 \quad (22)$$

Es debido a esta ecuación que el sistema de control mostrado en la [Fig. 13] compara la tensión del condensador real con la deseada, ambas elevadas al cuadrado. También se utiliza [22] para diseñar el controlador PI [23]. El cálculo de las constantes  $K_p$  y  $K_i$  del controlador también se muestran a continuación en [24] y [25] respectivamente.

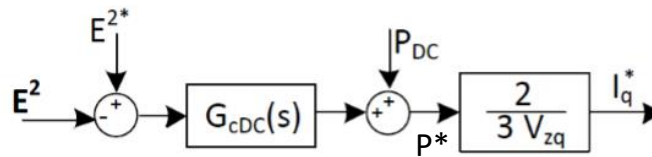


FIGURA 13: REGULADOR DE TENSIÓN

[ Fuente: B2 ]

$$G_{cDC}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s} \quad (23)$$

$$K_p = C \xi_E \omega_E \quad (24)$$

$$K_i = \frac{C \omega_E^2}{2} \quad (25)$$

Una vez calculada la potencia deseada  $P^*$ , que debería suministrar el convertidor, se utiliza (20) para determinar finalmente la  $I_{z,q}^*$ . La  $I_{z,d}^*$  se calcula a partir de  $Q^*$ , que es uno de los grados de libertad del convertidor, siguiendo (21). Por último, cabe señalar que las salidas del regulador de voltaje están conectadas en cascada con las entradas del lazo de corriente. Es por ello por lo que el lazo de tensión tiene que ser más lento que el lazo de corriente para garantizar la estabilidad del sistema.

### 3.1.2. Cálculo de la potencia transformada DC-AC

Como se ha comentado anteriormente, hay que imponer explícitamente que la potencia de la parte de continua del VSC sea igual que la potencia en la parte de alterna. Para ello, primero se calcula la potencia en la parte de alterna según (26) (se puede calcular la potencia activa de esta manera porque se trata de un sistema trifásico equilibrado). Esta potencia se implanta en la parte de continua del convertidor imponiendo que la intensidad que inyecta la fuente de corriente sea igual a la potencia calculada entre la tensión del bus de continua (27).

$$P_{AC} = P_{DC} = V_{l,a}I_{z,a} + V_{l,b}I_{z,b} + V_{l,c}I_{z,c} \quad (26)$$

$$I_{DC} = \frac{P_{DC}}{E_{DC}} \quad (27)$$

### 3.1.3. Lazo de corriente

Al lazo de corriente, por una parte, le entran las señales de las corrientes reales que circulan del convertidor a la red  $I_{z,q}$  e  $I_{z,d}$  (ambas en el dominio de Park) y, por parte del regulador de voltaje, recibe la señal de las corrientes deseadas  $I_{z,q}^*$  e  $I_{z,d}^*$ . Con esta información el lazo de corriente se encarga de determinar las tensiones  $V_{l,q}$  y  $V_{l,d}$  que debe aplicar el convertidor para tratar de ajustar las intensidades reales con las deseadas. Las ecuaciones que rigen el comportamiento de lazo de corriente se muestran en (28). Estas se deducen del modelo que empleamos para representar la conexión entre la parte de AC del VSC con la red trifásica [Fig. 14].

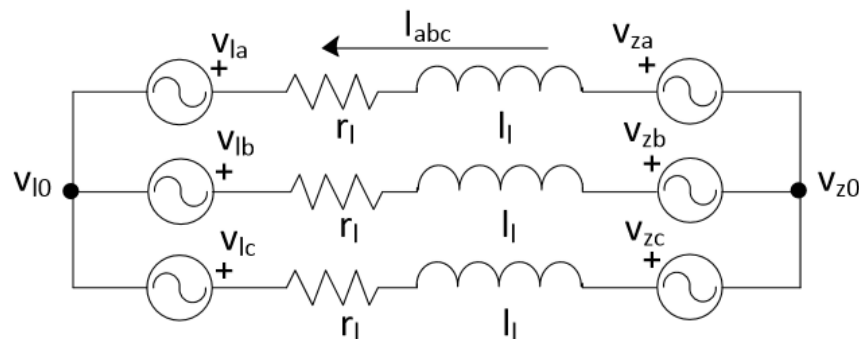


FIGURA 14: CONEXIÓN DE LA PARTE AC DEL VSC CON LA RED ELÉCTRICA  
[ Fuente: B2 ]

$$V_{z,abc} - V_{l,abc} = \begin{bmatrix} r_l & 0 & 0 \\ 0 & r_l & 0 \\ 0 & 0 & r_l \end{bmatrix} I_{z,abc} + \begin{bmatrix} L_l & 0 & 0 \\ 0 & L_l & 0 \\ 0 & 0 & L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} I_{z,abc} \quad (28)$$

Del sistema anterior con variables oscilantes pasamos, mediante la transformada de Park, al dominio  $qd0$ , tal y como se detalla en el Anexo. Se puede observar que (29) tiene las variables acopladas, es decir, las tensiones del *eje q* no dependen únicamente de  $I_{z,q}$  sino que también aparece  $I_{z,d}$ . Lo mismo sucede con las tensiones de *eje d*.

$$\begin{bmatrix} V_{z,q} \\ V_{z,d} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{l,q} \\ V_{l,d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_l & L_l \omega_z \\ -L_l \omega_z & r_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{z,q} \\ I_{z,d} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_l & 0 \\ 0 & L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{z,q} \\ I_{z,d} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Así pues, primero se realiza el desacoplamiento de las ecuaciones usando (30) donde  $\hat{V}_{l,q}$  y  $\hat{V}_{l,d}$  son dos variables auxiliares que se definen según (31).

$$\begin{bmatrix} V_{l,q} \\ V_{l,d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\hat{V}_{l,q} + V_{z,q} - L_l \omega_z I_{l,d} \\ -\hat{V}_{l,d} + L_l \omega_z I_{l,q} \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_{l,q} \\ \hat{V}_{l,d} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_l & 0 \\ 0 & r_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{z,q} \\ I_{z,d} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_l & 0 \\ 0 & L_l \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{z,q} \\ I_{z,d} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Aplicando la transformada de Laplace a (31) obtenemos la función de transferencia entre el voltaje que debe aplicar el convertidor y la intensidad que fluye a través de este (32) y (33).

$$\frac{I_{z,q}(s)}{\hat{V}_{l,q}(s)} = \frac{1}{L_l s + r_l} \quad (32)$$

$$\frac{I_{z,d}(s)}{\hat{V}_{l,d}(s)} = \frac{1}{L_l s + r_l} \quad (33)$$

Se usa la técnica de Control por Modelo Interno [B4] para diseñar el controlador, esto es, se invierte la planta y se multiplica por un integrador. De esta manera, se obtiene (34) cuyas constantes  $K_p$  y  $K_i$  son (35) y (36).

$$G_{ciq}(s) = G_{cid}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s} \quad (34)$$

$$K_p = \frac{L_l}{\tau} \quad (35)$$

$$K_i = \frac{r_l}{\tau} \quad (36)$$

Una vez definido el controlador acoplamos de nuevo las señales según (30) obteniendo así el esquema general del lazo de corriente que se muestra en [Fig. 15].

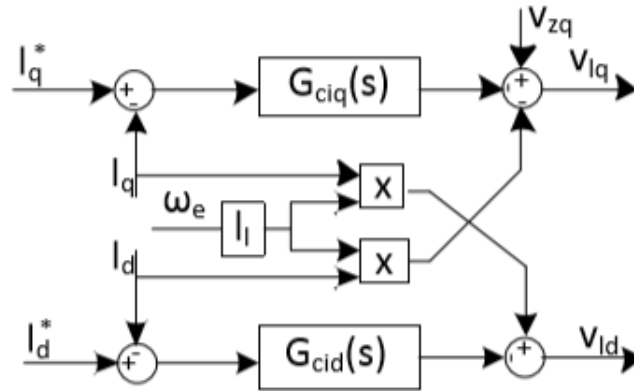


FIGURA 15: ESQUEMA DEL LAZO DE CORRIENTE DEL INVERSOR

[ Fuente: B2 ]

### 3.1.4. Phase Locked Loop (PLL)

El PLL es básicamente un esquema de control de lazo cerrado que se utiliza para obtener el ángulo  $\theta_z$  y la pulsación  $\omega_z$  de la red eléctrica. Este ángulo es el que nos permitirá hacer posteriormente todas las transformaciones de Park en la conexión del VSC con la red.

El esquema de control del PLL se muestra en [Fig. 16]. Se observa que el lazo cerrado contiene en sí mismo la transformación de Park ya que la realimentación que se utiliza es la componente  $d$  de la tensión de la red  $V_{z,d}$ . Esta tensión se compara con su valor deseado que es cero. Esto es debido a que se busca el ángulo que nos permite rotar la base  $qd0$  de tal manera que la proyección del vector tensión sobre el eje  $d$  sea nula.

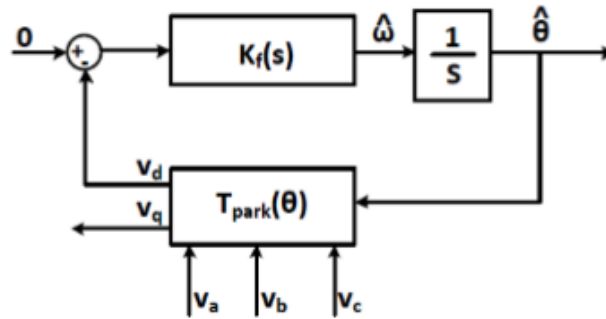


FIGURA 16: ESQUEMA DEL PHASE LOCKED LOOP

[ Fuente: B2 ]

Como se detalla en [B2] el sistema de control de segundo orden nos define el controlador PI de (37) cuyas constantes son definidas en (38) y (39).

$$K_f(s) = k \left( \frac{\frac{1}{\tau_{PLL}} + s}{s} \right) \quad (37)$$

$$K_p = k \quad (38)$$

$$K_i = \frac{k}{\tau_{PLL}} \quad (39)$$

Las constantes  $K_p$  y  $\tau_{PLL}$  se pueden hallar resolviendo (40) y (41) fijando el resto de los valores según se muestra en la Sección 4.1.

$$\omega_z = \sqrt{\frac{K_p E_m}{\tau_{PLL}}} \quad (40)$$

$$\xi = \frac{\sqrt{\tau_{PLL} K_p E_m}}{2} \quad (41)$$

### 3.2. Conexión del convertidor al generador

En este apartado se describirá la parte del sistema que va desde la propia turbina hasta el rectificador, todo ello representado en [Fig. 17].

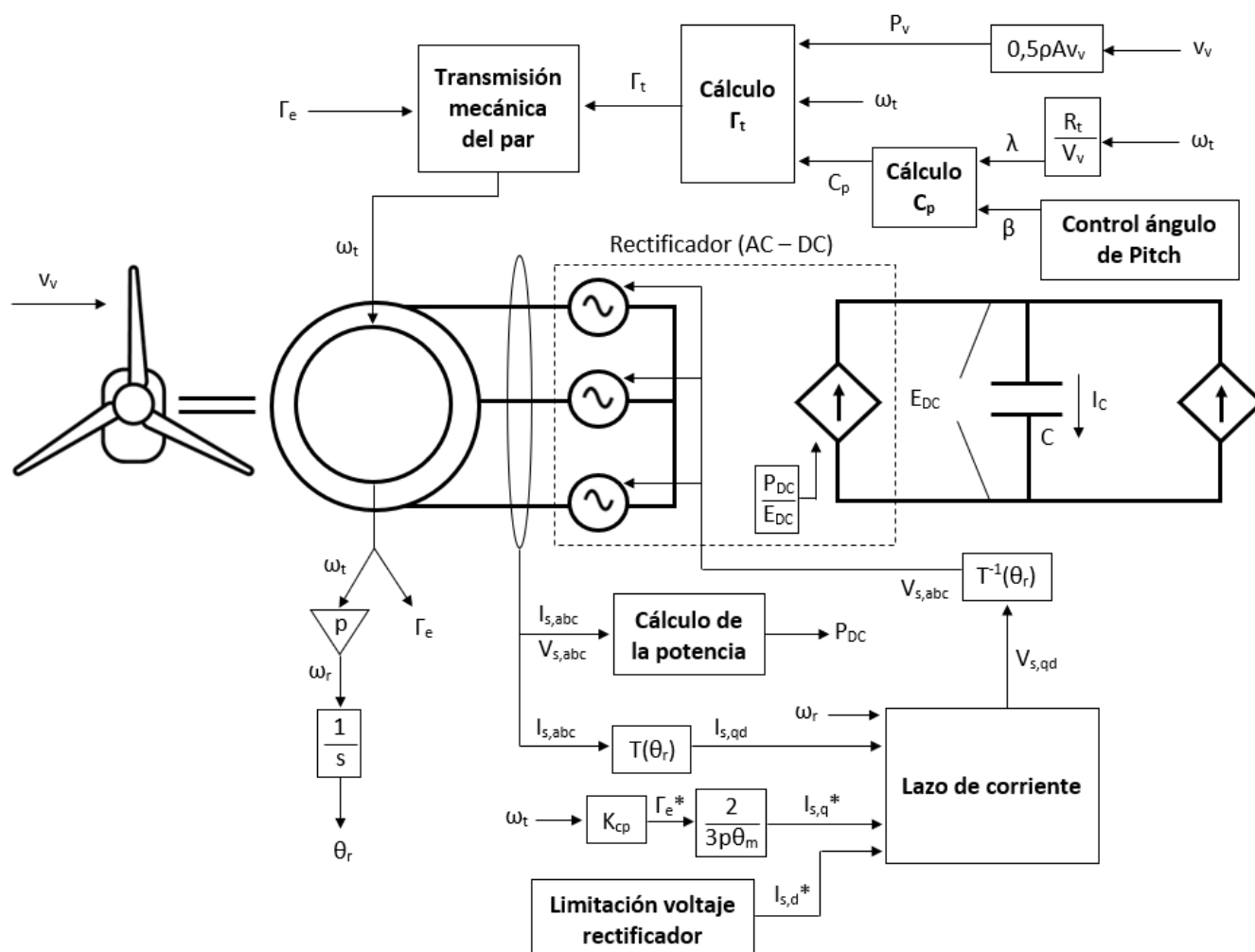


FIGURA 17: ESQUEMA DE CONTROL DEL RECTIFICADOR

[ Fuente: Elaboración propia ]

En primer lugar, a través de la velocidad del viento y de la velocidad de rotación de la turbina  $\omega_t$  se calculará el par mecánico  $\Gamma_t$ . Comparando este par mecánico con el par del generador  $\Gamma_e$  a través de una ecuación diferencial se recalculará la  $\omega_t$ .

En segundo lugar, centrándonos propiamente en el rectificador (AC/DC), este se ha modelizado con tres fuentes de tensión en la parte de AC y con una fuente de corriente en la parte de DC. Para el control del rectificador se emplea de nuevo un lazo de corriente similar al que ya se ha explicado para el inversor. En este caso, el lazo de corriente tiene como *inputs* las intensidades que circulan por el estator  $I_{s,qd}$  y las intensidades deseadas  $I_{s,qd}^*$ . Asimismo, se calculan las

tensiones  $V_{s,qd}$  que se deben aplicar a las fuentes de tensión para que las intensidades que circulan por el estator sean igual a las deseadas.

Como se puede ver en [Fig. 17], para este sistema de control también se utilizará la transformada de Park (consultar Anexo) para pasar las señales senoidales a valores constantes y viceversa. A diferencia del caso anterior, para realizar esta transformación se utilizará el ángulo eléctrico del rotor  $\theta_r$  que se obtendrá de integrar la velocidad de rotación del rotor.

De igual modo que en el inversor, se realizará el cálculo de la potencia activa mediante [26]. De esta manera, se implantará la intensidad que debe circular por la fuente de corriente en la parte de continua, imponiendo así la igualdad de potencias  $P_{AC} = P_{DC}$ .

Por último, se estudiará qué intensidad deseada  $I_{s,q}^*$  se debe aplicar al lazo de corriente para obtener la potencia óptima para cada velocidad angular  $\omega_t$  (Sección 3.2.3.). Igualmente, también se determinará la componente  $I_{s,d}^*$  con el fin de limitar el voltaje del rectificador (Sección 3.2.5.).

### 3.2.1. Transmisión mecánica del par

A partir de la velocidad del viento  $v_v$ , y de la velocidad de rotación de las aspas  $\omega_t$ , se calcula la potencia disponible  $P_v$  y el coeficiente de potencia  $C_p$  respectivamente (5) y (8). A través de estos valores se puede determinar la potencia  $P_t$  de la turbina en cada instante y por tanto también el par mecánico de la turbina  $\Gamma_t$ . Por otra parte, también existe el par del generador,  $\Gamma_e$ , que ofrece el GSIP como resistencia a la rotación del rotor. La relación entre el  $\Gamma_t$  y  $\Gamma_e$  se describe mediante (42).

$$\Gamma_t + \Gamma_e = J_t \frac{d}{dt} \omega_t \quad (42)$$

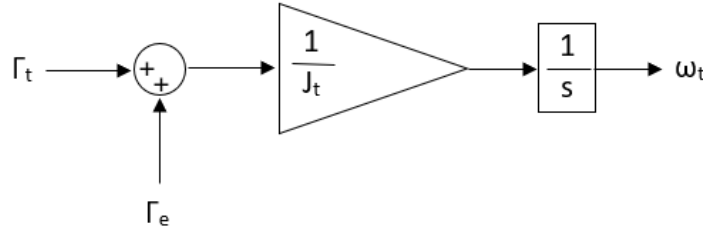
De esta manera, si la turbina está girando a  $\omega_t$  constante y hay un aumento de la velocidad del viento, se incrementará el  $\Gamma_t$  venciendo instantáneamente al  $\Gamma_e$ . Esto provocará un aumento en la velocidad de rotación de la turbina que a su vez provocará un aumento del  $\Gamma_e$  hasta llegar al equilibrio de momentos. Entonces, la velocidad de rotación de turbina se mantendrá constante de nuevo.

Aplicando la transformada de Laplace a (42) obtenemos (43).



$$\omega_t = \frac{1}{J_t} \frac{1}{s} (\Gamma_t + \Gamma_e) \quad (43)$$

Esta ecuación se implementará en el sistema de control para calcular la velocidad de rotación de la turbina [Fig. 18].



**FIGURA 18: ESQUEMA DE LA TRANSMISIÓN MECÁNICA DEL PAR**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

### 3.2.2. Lazo de corriente del rectificador

Este lazo de corriente funciona de manera muy parecida al lazo de corriente ya explicado para el inversor. Partiendo de (12) se definen dos variables auxiliares  $\hat{v}_{sq}$  (44) y  $\hat{v}_{sd}$  (45) que permiten desacoplar las corrientes  $I_{s,q}$  e  $I_{s,d}$  para estudiar primero el sistema desacoplado.

$$\hat{v}_{s,q} = r_s I_{s,q} + L_q \frac{dI_{s,q}}{dt} \quad (44)$$

$$\hat{v}_{s,d} = r_s I_{s,d} + L_d \frac{dI_{s,d}}{dt} \quad (45)$$

Aplicando la transformada de Laplace y reordenando las variables se obtienen las funciones de transferencia de la planta (46) y (47).

$$\frac{I_{s,q}(s)}{\hat{v}_{s,q}(s)} = \frac{1}{(r_s + L_q s)} \quad (46)$$

$$\frac{I_{s,d}(s)}{\hat{v}_{s,d}(s)} = \frac{1}{(r_s + L_d s)} \quad (47)$$

Empleando de nuevo la técnica de control por Modelo Interno y, teniendo en cuenta que en este caso se ha definido que  $L_q = L_d$ , se obtiene el controlador (48) cuyas constantes  $K_p$  y  $K_i$  son las representadas en (49) y (50).

$$G_{ciq}(s) = G_{cid}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s} \quad (48)$$

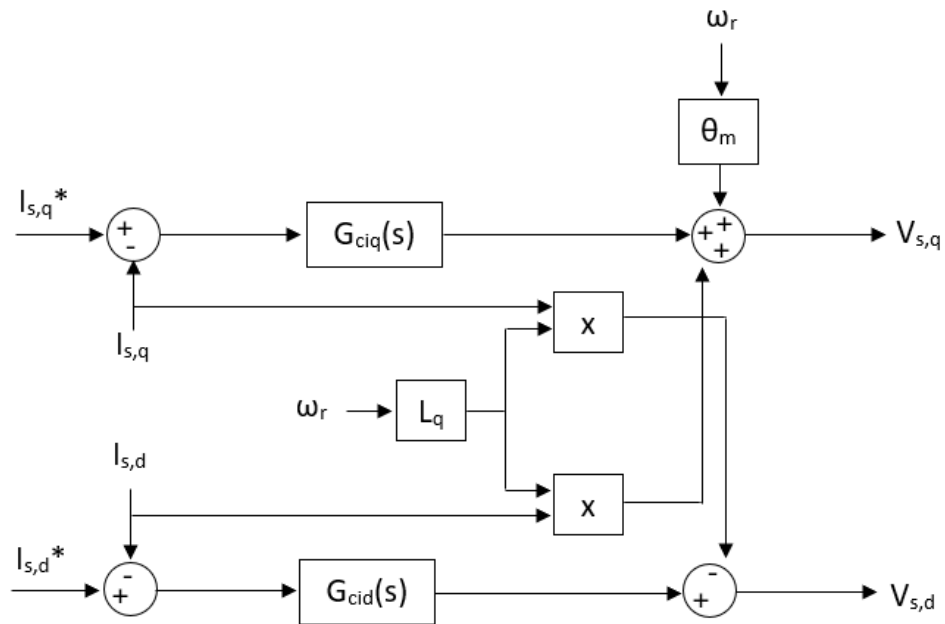
$$K_p = \frac{L_q}{\tau} \quad (49)$$

$$K_i = \frac{r_s}{\tau} \quad (50)$$

Una vez calculado el controlador para el sistema desacoplado, se acopla de nuevo el modelo siguiendo (51) y (52). En [Fig. 19] se muestra un esquema de cómo queda finalmente ensamblado el sistema.

$$V_{s,q} = \hat{V}_{s,q} + \omega_r L_d I_{s,d} + \phi_m \omega_r \quad (51)$$

$$V_{s,d} = \hat{V}_{s,q} - \omega_r L_q I_{s,q} \quad (52)$$

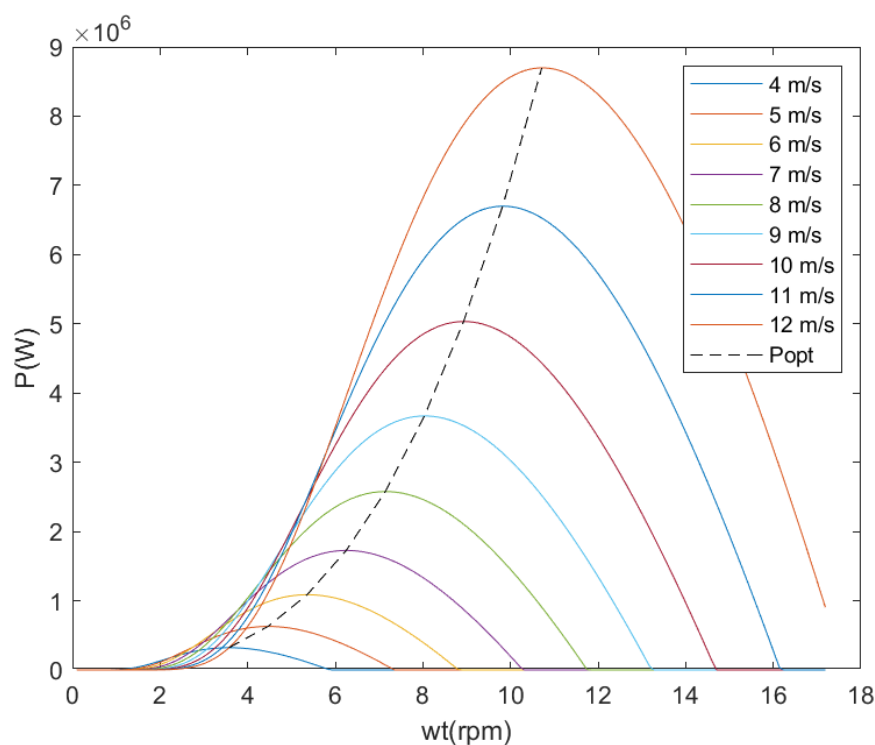


**FIGURA 19: ESQUEMA DEL LAZO DE CORRIENTE DEL RECTIFICADOR**

[ Fuente: Elaboración propia ]

### 3.2.3. Control de Potencia óptima

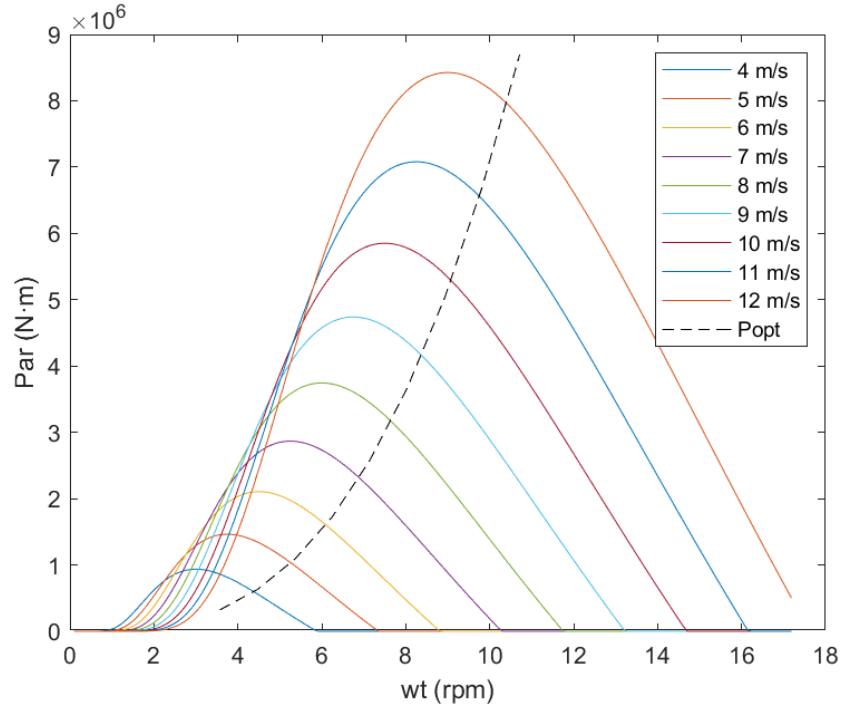
Para conseguir extraer la máxima potencia en cada momento es necesario implementar un control específico. Básicamente consiste en ajustar la velocidad de rotación de la turbina en función del viento disponible en cada instante para transformar la máxima potencia posible. En [Fig. 20] se puede ver como varia la potencia en función de velocidad angular para cada entrada de viento. El objetivo de este control es ajustar la velocidad angular de la turbina de tal forma que la potencia generada esté siempre sobre la curva que resigue los máximos de potencia para cada velocidad del viento.



**FIGURA 20: POTENCIA ÓPTIMA**

[ Fuente: Elaboración propia ]

No se debe caer en el error de pensar que la potencia máxima se consigue cuando se hace funcionar la turbina en su par máximo, es decir, la curva del par óptimo (que nos da la potencia máxima) no coincide con la curva del par máximo. Como se puede observar en [Fig. 21] la velocidad de rotación a la que se hará girar la turbina es ligeramente más elevada que la  $\omega_t$  que nos da el par máximo.



**FIGURA 21: PAR MÁXIMO**  
 [ Fuente: Elaboración propia ]

Para implantar dicho control de potencia primero se tiene que buscar la expresión que nos da la potencia óptima. Si se presta atención a (6), se observa que el único valor que podemos ajustar es el  $C_p$  ya que la  $P_v$  no la podemos controlar. Así pues, se debe encontrar la  $C_p$  máxima. Para este cálculo el ángulo de Pitch se igualará a cero porque lo que se pretende es extraer la máxima potencia de la turbina. En el caso que estuviese actuando un ángulo de Pitch diferente de cero, la turbina ya estaría trabajando a la potencia nominal y, por tanto, no tendría sentido maximizar dicha potencia. Para encontrar la  $\lambda_{opt}$  se deriva la expresión del  $C_p$  y se iguala a cero (53). Aislado  $\lambda_{opt}$  de la expresión anterior se obtiene (54).

$$\frac{d}{d\lambda} C_p(\lambda = \lambda_{opt}) = 0 \quad (53)$$

$$\lambda_{opt} = \frac{c_2}{\frac{c_2}{c_7} + c_9 \cdot c_2 + c_6} \quad (54)$$

Sustituyendo los valores de  $\lambda_{opt}$  y  $\beta = 0$  se haya el valor de la constante  $C_{p_{opt}}$ . De los cálculos anteriores se deduce [55] para expresar la potencia óptima. Si se divide la expresión anterior por  $\omega_t$  y se substituye [56] se llega a la ecuación del par del generador cuya potencia es óptima (57).

$$P_{opt} = \frac{1}{2} \rho A C_{p_{opt}} v_v^3 \quad (55)$$

$$v_v = \frac{\omega_t R_t}{\lambda_{opt}} \quad (56)$$

$$\Gamma_e^* = \frac{1}{2} \rho A C_{p_{opt}} \frac{R_t^3}{\lambda_{opt}^3} \omega_t^2 \quad (57)$$

Nótese que el par del generador deseado  $\Gamma_e^*$  ya no depende explícitamente de la velocidad del viento  $v_v$ . La única variable es  $\omega_t$ . El resto de los parámetros son constantes. Así pues, se define la  $K_{cp}$  para agrupar todos estos valores constantes (58). Obteniendo así (59) para expresar el par.

$$K_{cp} = \frac{1}{2} \rho A C_{p_{opt}} \frac{R_t^3}{\lambda_{opt}^3} \quad (58)$$

$$\Gamma_e^* = K_{cp} \omega_t^2 \quad (59)$$

Una vez se conoce cuál es el valor del par que debe ejercer el generador, solo queda preguntarse cómo se puede imponer dicho valor en el modelo. Para esto, es necesario recuperar (14) que relaciona el par resistente que ofrece el generador en función de la intensidad  $I_{s,q}$  que circula por el estator. A través de esta expresión se deduce (60) que determina el valor de la intensidad deseada  $I_{s,q}^*$  que se debe de aplicar al lazo de corriente [Fig. 17].

$$I_{s,q}^* = \frac{2 \Gamma_e^*}{3 p \phi_m} \quad (60)$$

### 3.2.4. Control del ángulo de Pitch $\beta$

Como ya se ha introducido en la Sección 2.2.1., el ángulo de Pitch es el ángulo longitudinal de las aspas del aerogenerador. Ajustándolo se podrá controlar en todo momento la potencia del viento absorbida por el aerogenerador. Para poder entender cuándo debe actuar dicho control, es necesario ver cuáles son las diferentes zonas de trabajo de una turbina.

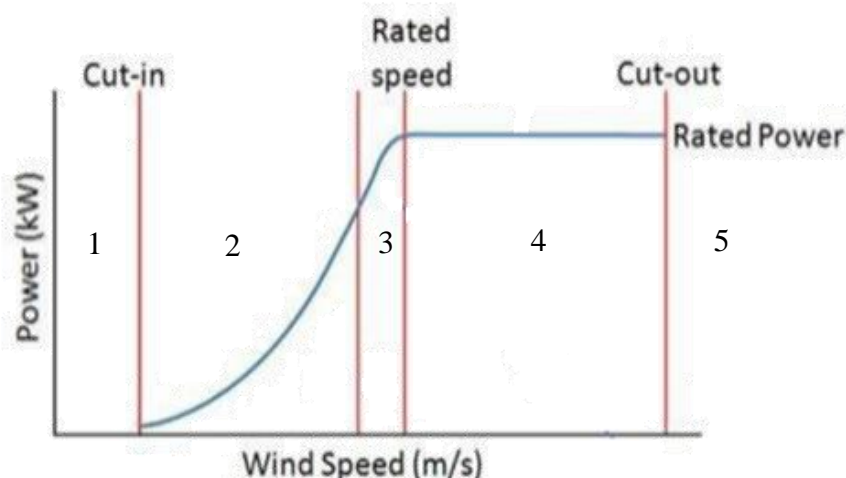
En función del viento recibido se diferencian las 5 zonas de trabajo siguientes [Fig. 22]:

- 1- **Zona de no funcionamiento:** Cuando la velocidad del viento es demasiado baja la turbina no trabaja y, por tanto, no se genera potencia. Esto suele ser para velocidades del viento menores a 5 m/s.
- 2- **Zona de funcionamiento con  $\beta = 0$ :** Este tramo de funcionamiento empieza a partir de que se supera la velocidad conocida como *cut in*. Esto suele ser aproximadamente desde vientos de 5 m/s hasta vientos de 10 m/s. Durante esta etapa la velocidad angular de la turbina está relacionada linealmente con la velocidad del viento según (61), tal y como se ha visto en la Sección 3.2.3.

$$\omega_t = \frac{\lambda_{opt}}{R_t} v_v \quad (61)$$

Por tanto, durante este tramo el coeficiente de potencia es el valor óptimo  $C_{p_{opt}}$ . Como se puede ver en [Fig. 22], la potencia crece de forma cúbica a medida que aumenta la velocidad del viento.

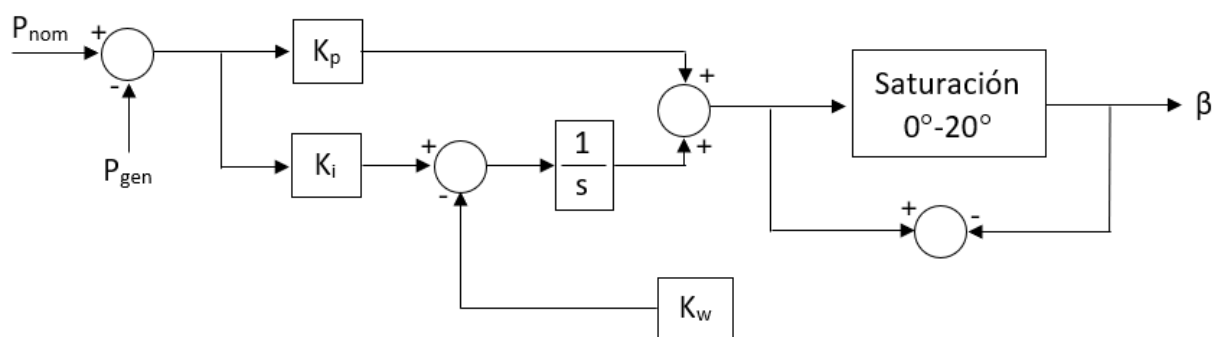
- 3- **Zona de transición:** Es una zona breve de transición antes de llegar a la potencia nominal. Se debe, en parte, a que la  $\omega_t$  ya no es proporcional a la velocidad del viento, sino que es prácticamente constante. Además, como se verá más adelante, el actuador que permite aumentar el ángulo de Pitch no es instantáneo, es decir, no se puede adquirir instantáneamente el coeficiente de potencia deseado.
- 4- **Zona de funcionamiento a la potencia nominal:** En este tramo, la potencia transformada es igual a la potencia nominal, la potencia a la que ha estado diseñada la máquina para trabajar. Durante este tramo, a medida que aumenta la velocidad del viento, aumenta el ángulo de Pitch disminuyendo el coeficiente de potencia.
- 5- **Zona de desconexión:** A partir de una cierta velocidad del viento, conocida como *cut-out speed*, el aerogenerador deja de funcionar para evitar daños. Esta velocidad de corte suele estar entorno a los 25 m/s.



**FIGURA 22: ZONAS DE TRABAJO DE LA TURBINA**

[ Fuente: Material de la asignatura Generación Eléctrica Eólica ]

Para controlar el ángulo de Pitch en este modelo se ha empleado un controlador PI con un sistema llamado *anti-windup* [B10]. Como se puede ver en [Fig. 23], la potencia generada por la turbina se compara con la potencia nominal. El ángulo de Pitch se satura entre  $0^\circ$  y  $20^\circ$ . El sistema *anti-windup* se basa en restar a la parte integral del controlador un valor proporcional a la diferencia entre la señal saturada y sin saturar.

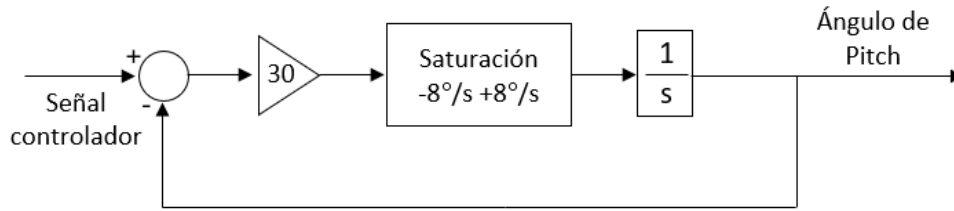


**FIGURA 23: ESQUEMA DEL CONTROLADOR CON SISTEMA ANTI-WINDUP**

[ Fuente: Elaboración propia ]

En la realidad, el ángulo de Pitch se aplica utilizando tres motores sincronizados que hacen variar la posición de las aspas. Evidentemente la velocidad de actuación de estos motores es limitada, restringiendo así la velocidad de variación de  $\beta$ . Es por ello por lo que se introduce en el modelo

el actuador [B3] de [Fig. 24], que nos permite saturar la velocidad de rotación de las aspas entre  $-8$  y  $8$   $^\circ/\text{s}$ .

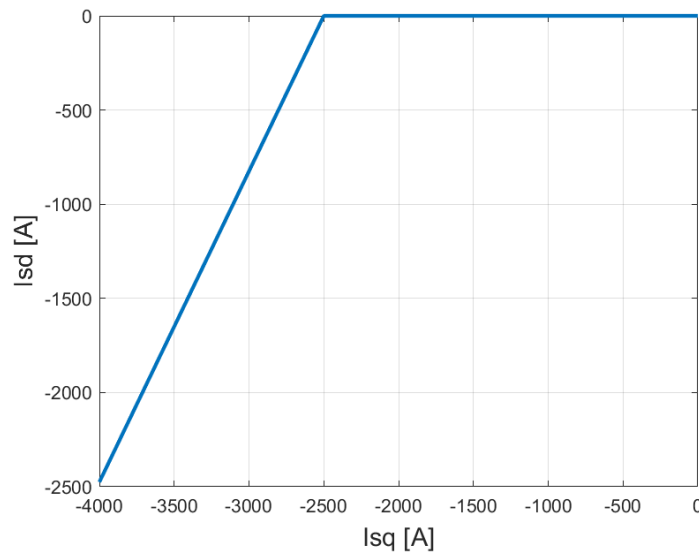


**FIGURA 24: ESQUEMA DEL ACTUADOR**

[ Fuente: Elaboración propia ]

### 3.2.5. Limitación del voltaje del rectificador

Para proteger el rectificador contra posibles tensiones elevadas se modela un sistema cuya función es saturar la tensión  $V_{s,abc}$  cuando esta supera un cierto valor. Para ello, se controla la intensidad  $I_{s,d}^*$  que entra al regulador de tensión. A medida que se inyecta  $I_{s,d}$  se hace disminuir la tensión del rectificador. Mediante las ecuaciones expuestas en [B8] se aproxima la relación de  $I_{s,d}$  en función de  $I_{s,q}$  [Fig. 25]. Nótese que solo se inyecta  $I_{s,d}$  a partir de un cierto valor de  $I_{s,q}$  (2500 A). Se escoge este punto porque a partir de una  $I_{s,q} = 2500$  A el generador ya trabaja por encima de la potencia nominal dado que la tensión del bus de continua es de 2500 V. La tensión de pico del rectificador se fija a 1350 V ya que es la que se obtiene aproximadamente cuando se trabaja a la potencia nominal.



**FIGURA 25: RELACIÓN ENTRE LAS CORRIENTES DEL ESTATOR**

[ Fuente: Elaboración propia ]



## 4. SIMULACIONES

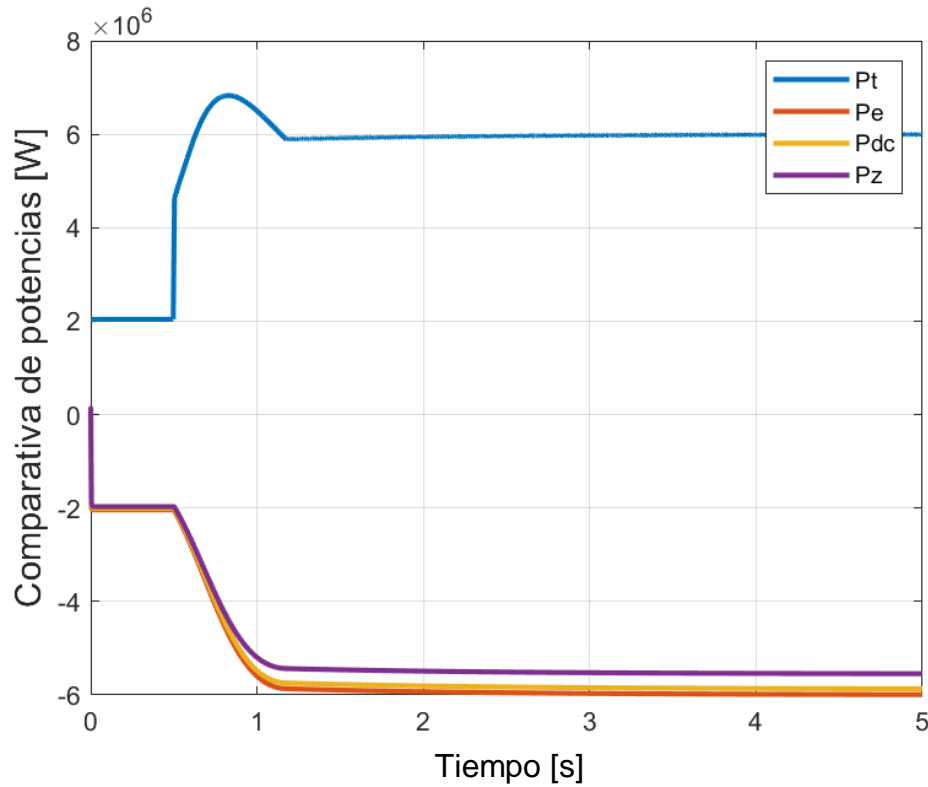
### 4.1. Parámetros utilizados en las simulaciones

A continuación, se detalla el valor de los parámetros utilizados para las simulaciones desarrolladas posteriormente.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
$A$	$1,863 \times 10^4 \text{ m}^2$	$E_{DC}^*$	2500 V
$C$	0,01 F	$V_{ef}$	398,37 V
$\rho$	$1,225 \text{ kg/m}^3$	$c_1$	0,73
$f_z$	50 Hz	$c_2$	151
$L_l$	10 $\mu\text{H}$	$c_3$	0,58
$L_d = L_q$	1 mH	$c_4$	0,002
$J_{tot}$	$5 \times 10^6 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$	$c_5$	2,14
$p$	140	$c_6$	13,2
$\omega_z$	$2\pi 50 = 314,16 \text{ rad}$	$c_7$	18,4
$R_t$	77 m	$c_8$	-0,02
$r_l$	0,005 $\Omega$	$c_9$	-0,003
$r_s$	0,01 $\Omega$	$\xi_{PLL}$	0,707
$\tau$	0,001 s	$K_{cp}$	$6,140 \times 10^6 \text{ N} \cdot \text{m}/(\text{rad/s})^2$
$\tau_{PLL}$	0,0034 s	$\phi_m$	10 Wb/(rad/s)

### 4.2. Comparativa de potencias y rendimiento del aerogenerador

Para calcular el rendimiento de la turbina se simula el sistema funcionando a la potencia nominal (6 MW). Para ello, se introduce una entrada de viento en forma de escalón, que alcanza el valor  $v_v = 12 \text{ m/s}$ . Con esta velocidad del viento se asegura que el sistema trabaja a la potencia nominal ya que el control del ángulo de Pitch así lo impone. Con estas condiciones de trabajo se obtiene [Fig. 26].

**FIGURA 26: COMPARATIVA DE POTENCIAS***[ Fuente: Elaboración propia ]*

En [Fig. 26] se observa que la  $P_t$  es positiva, esto es debido a que representa la potencia del viento que entra en el sistema. Por el contrario, el resto de las potencias son negativas ya que son potencias que salen del sistema. A partir de este gráfico, utilizando los valores de las respectivas potencias, se puede extraer el valor de los diferentes rendimientos del modelo. Los rendimientos del rectificador y del inversor se puede hallar mediante (62) y (63) respectivamente. El rendimiento total se obtiene realizando el producto de los dos valores anteriores (64).

$$\eta_{rec} = \frac{P_e}{P_{DC}} = 0,945 \quad (62)$$

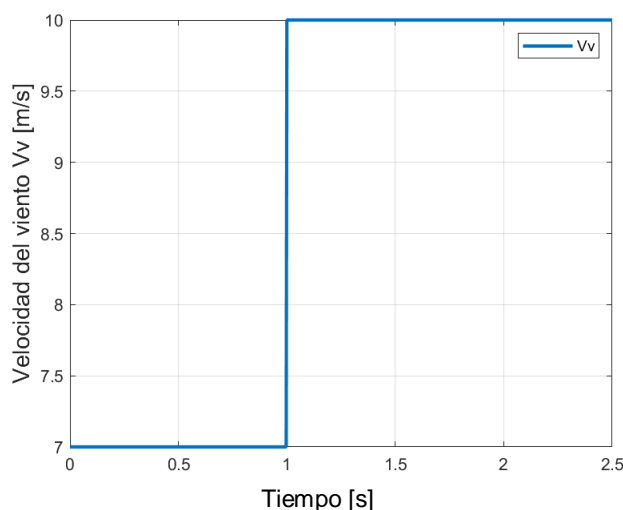
$$\eta_{inv} = \frac{P_{DC}}{P_z} = 0,979 \quad (63)$$

$$\eta_{tot} = \eta_{rec} \eta_{inv} = 0,926 \quad (64)$$

Hay que tener en cuenta que en este modelo no se contemplan pérdidas en la parte de continua, de manera que, toda la potencia que sale del rectificador es la misma que recibe el inversor.

### 4.3. Funcionamiento del convertidor *back-to-back*

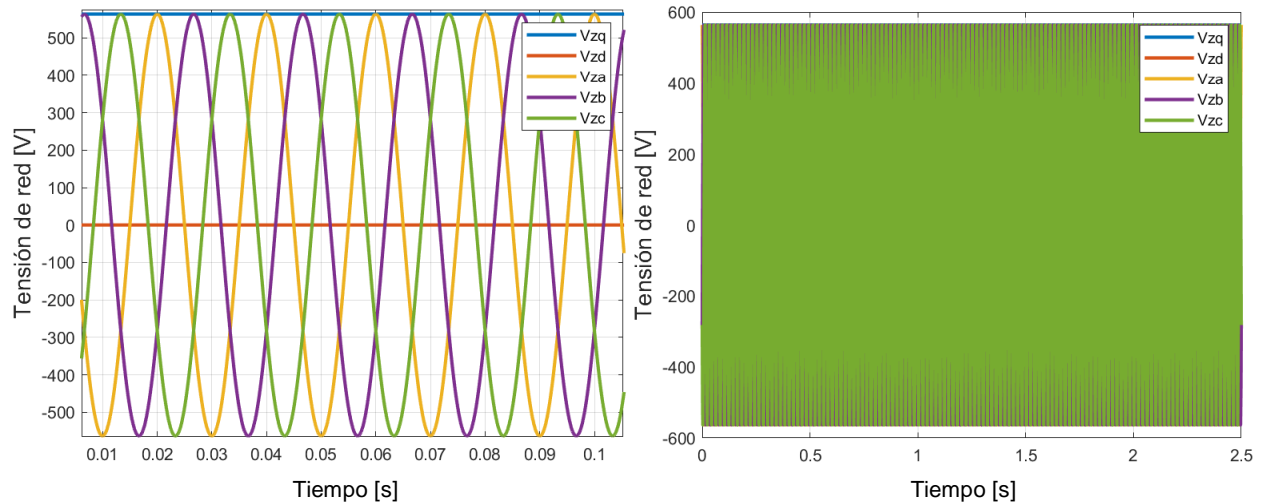
En este apartado se graficarán las tensiones y corrientes que aparecen dentro de la estructura del convertidor *back-to-back*. En este caso, se ha decidido simular el modelo con una entrada de viento de tipo escalón [Fig. 27].



**FIGURA 27: ENTRADAS DE VIENTO DE TIPO ESCALÓN**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

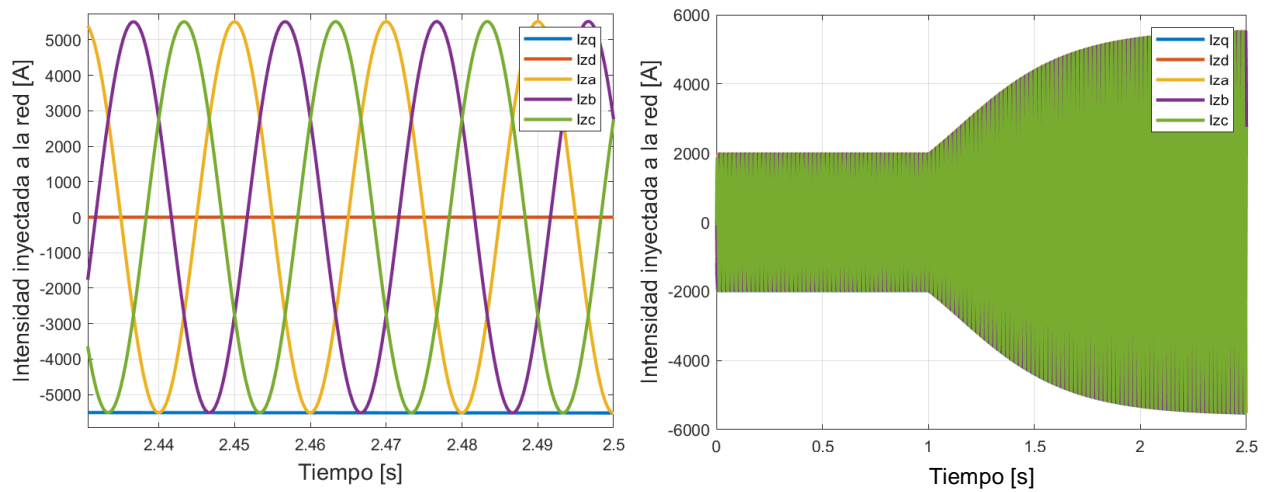
#### 4.3.1. Funcionamiento del inversor

En [Fig. 28] se representan las tensiones de la red. Estas tienen un valor de pico de 563,38 V y una frecuencia de oscilación de 50 Hz (frecuencia europea). En el gráfico de la izquierda se puede ver que el PLL está funcionando correctamente porque fija la tensión  $V_{z,d}$  a cero y la tensión  $V_{z,q}$  coincide con el valor de pico de  $V_{z,abc}$ . En el gráfico de la derecha se puede comprobar que, evidentemente, la tensión de la red es siempre la misma para diferentes entradas de viento.



**FIGURA 28: TENSIONES DE RED**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

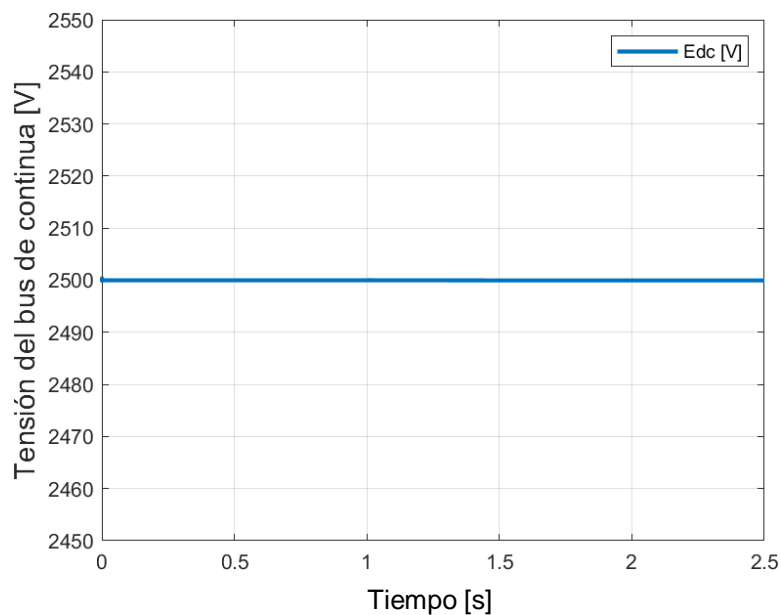
Las corrientes inyectadas a la red se muestran en [Fig. 29]. En la imagen de la izquierda se puede ver que la frecuencia de la señal es la misma (50 Hz). La intensidad  $I_{z,q}$  es negativa debido a que se trata de una intensidad que sale del sistema. En la imagen de la derecha se puede ver que, a diferencia de antes, la corriente entregada a la red sí que varía con el viento, aumentando así la potencia generada.



**FIGURA 29: INTENSIDADES INYECTADAS A LA RED**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

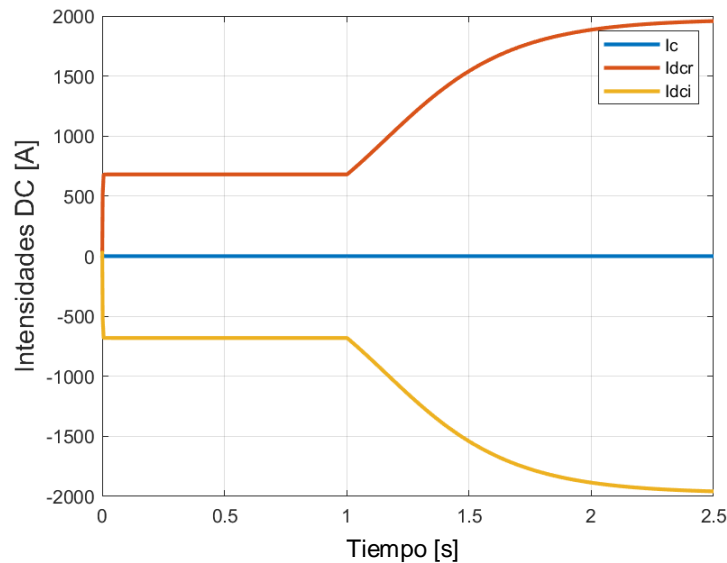
### 4.3.2. Simulaciones en la parte de DC

En [Fig. 30] se muestra la tensión en bornes del condensador, también conocida como la tensión del bus de continua. En cierta forma, el condensador actúa de una manera parecida a un depósito, es decir, cuando la intensidad que viene del rectificador es menor que la que necesita el inversor, el condensador se descarga, inyectando intensidad  $I_c$  al inversor, disminuyendo así la tensión  $E_{DC}$ . Por el contrario, cuando el inversor requiere de menos potencia de la que suministra el rectificador, el condensador se carga de nuevo. Es por ello que, para garantizar el constante equilibrio de potencias entre la potencia que sale del rectificador y la potencia que entra al inversor, el regulador de voltaje tiene la función de mantener la tensión  $E_{DC}$  constante. Como consecuencia de un buen control de la tensión  $E_{DC}$  se obtiene [Fig. 31] donde se muestra que la  $I_c$  es nula. Esto es debido a que toda la intensidad que sale del rectificador  $I_{DCR}$  entra directamente al inversor  $I_{DCI}$ .



**FIGURA 30: TENSIÓN DEL BUS DE CONTINUA**

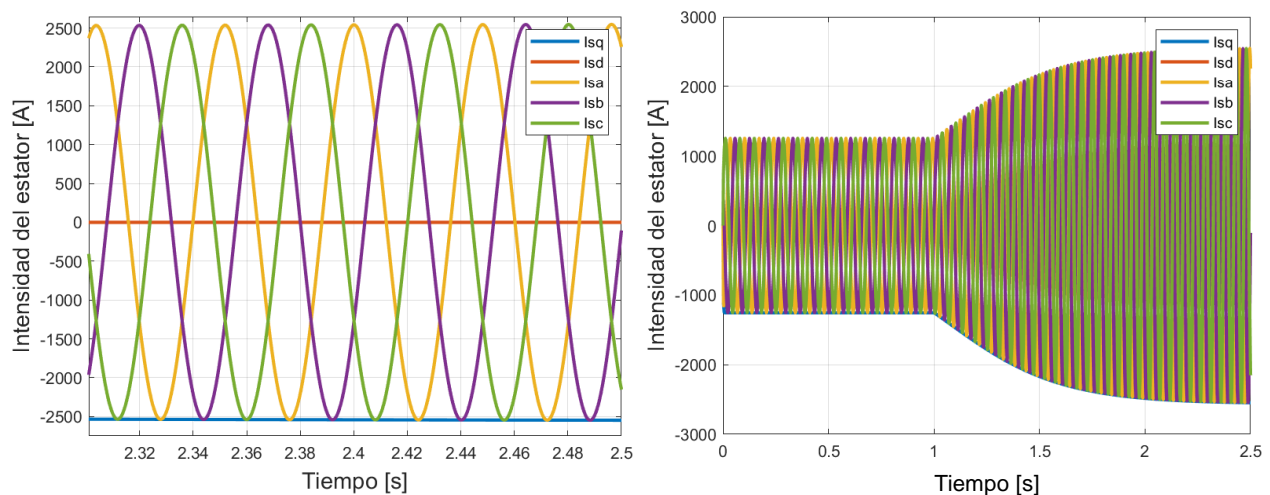
[ Fuente: Elaboración propia ]



**FIGURA 31: INTENSIDADES DIRECT CURRENT**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

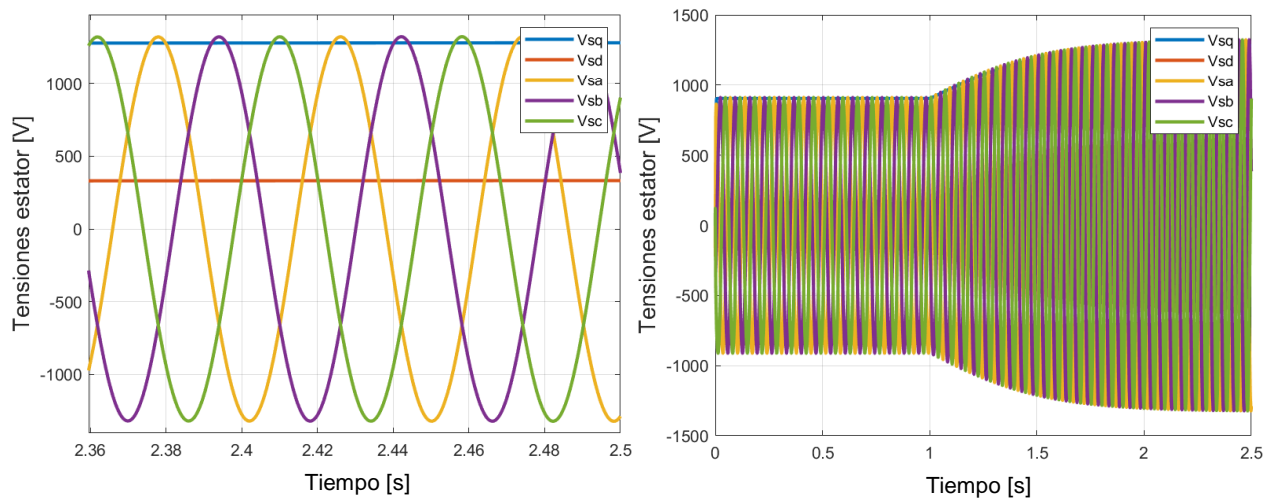
#### 4.3.3. Funcionamiento del rectificador

En [Fig. 32] se grafican las corrientes que circulan a través del estator. En este caso, en el gráfico de la izquierda se puede ver que la frecuencia es mucho menor a la de la red. Esto es posible gracias a la acción del convertidor *back-to-back*. Además, la frecuencia varía proporcionalmente según la velocidad de rotación de la turbina. De esta manera, a medida que aumenta el viento, aumenta también la frecuencia de esta señal. En la gráfica de la derecha se puede ver como varía la intensidad con una entrada de viento de tipo escalón.



**FIGURA 32: INTENSIDADES DEL ESTATOR**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

En [Fig. 33] se pueden ver los voltajes del estator. En este caso, la componente  $V_{s,q}$  es no nula (positiva), esto es debido a que se consume potencia reactiva en las bobinas del estator.

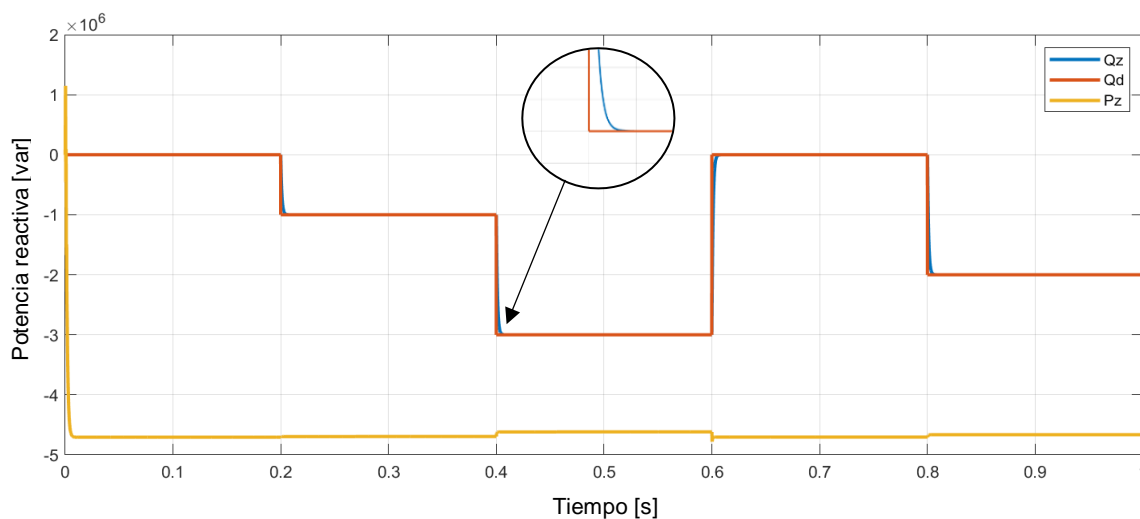


**FIGURA 33: TENSIONES DEL ESTATOR**

[ Fuente: Elaboración propia ]

#### 4.4. Simulación inyectando potencia reactiva a la red

Como se ha comentado anteriormente, la electrónica de potencia implementada en el modelo nos permite controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva que se inyecta a la red. De esta forma, los aerogeneradores pueden aportar la potencia reactiva deseada en el rango de milisegundos. Esto es realmente útil ya que cuando se producen caídas de tensión es necesario inyectar carga reactiva a la red para ayuda a reestablecer el voltaje. En [Fig. 34] se muestra la potencia reactiva entregada a la red en función de una consigna  $Q^*$  (potencia reactiva deseada).



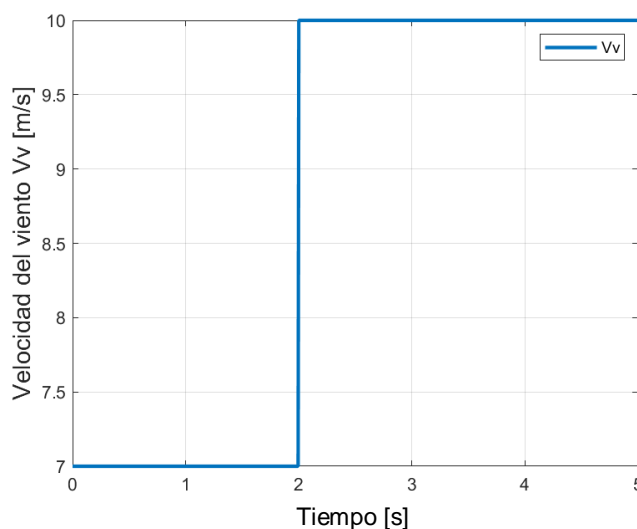
**FIGURA 34: POTENCIA REACTIVA ENTREGADA A LA RED**

[ Fuente: Elaboración propia ]

Se puede observar que la potencia activa desciende ligeramente cuando se aumenta considerablemente la potencia reactiva. Esto es debido a que para potencias mayores las pérdidas son más elevadas.

#### 4.5. Simulación de la transmisión mecánica del par

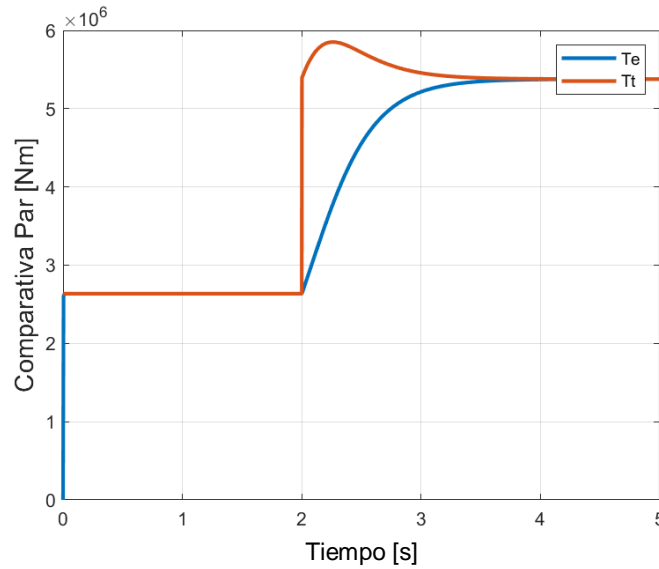
Para estudiar la evolución del  $\Gamma_t$  y del  $\Gamma_e$  según (43), se utiliza una entrada de viento de tipo escalón como la graficada en [Fig. 35].



**FIGURA 35: ENTRADA DE VIENTO DE TIPO ESCALÓN**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

Primero de todo se debe aclarar que el  $\Gamma_t$  es positivo ya que es el par que entra al sistema. Por el contrario, el  $\Gamma_e$ , visto desde el punto de vista del GSIP, es negativo. Para poder comparar mejor ambas variables se ha graficado el valor absoluto de estas, obteniendo así [Fig. 36].





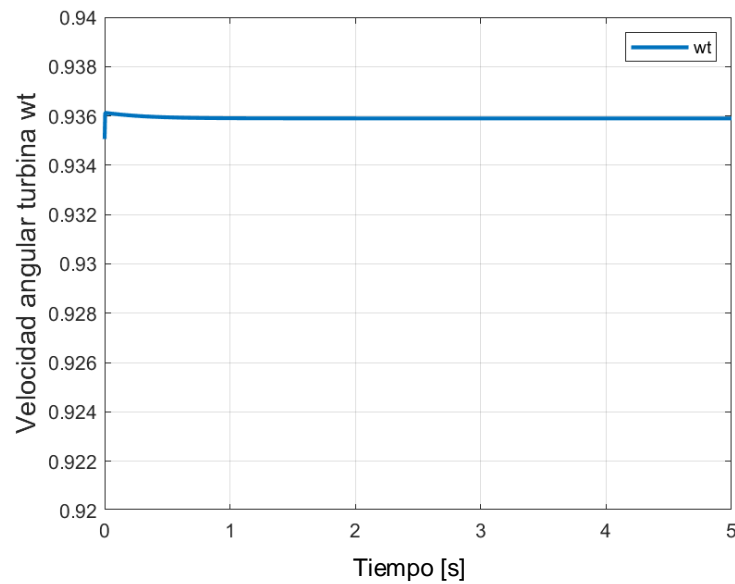
**FIGURA 36: COMPARATIVA DEL PAR MECÁNICO Y EL PAR DEL GENERADOR**

[ Fuente: Elaboración propia ]

Se puede ver que el  $\Gamma_t$  alcanza su valor máximo antes de estabilizarse en el valor deseado. Esto es debido a que el par cuya potencia es óptima se encuentra para una  $\omega_t$  superior a la del par máximo [Fig. 21]. Como el sistema recibe inicialmente una velocidad del viento de 7 m/s, la  $\omega_t$  de giro según el control de potencia óptima es aproximadamente de 0,65 rad/s, mientras que la  $\omega_t$  para una velocidad de 10 m/s es de 0,935 rad/s. Por tanto, en la transición de un estado a otro se haya inevitablemente la  $\omega_t$  que da el  $\Gamma_t$  máximo.

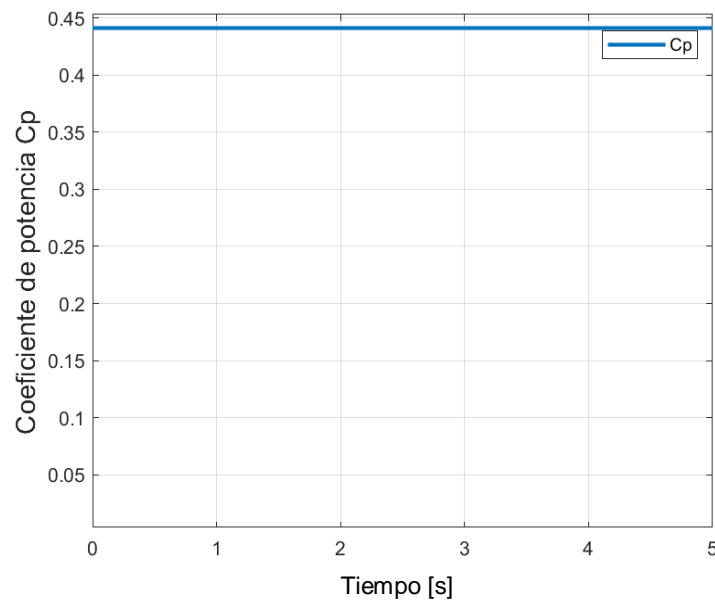
#### 4.6. Funcionamiento a la potencia óptima

Para comprobar que el modelo está trabajando a la potencia óptima, se realiza una simulación para una entrada de aire constante  $v_v = 10 \text{ m/s}$ . Nótese que, para esta velocidad la potencia captada por la turbina es  $P_t = 5,034 \text{ MW}$ , por debajo de la potencia nominal. Por lo tanto, el aerogenerador está trabajando en la zona 2 (Sección 3.2.4) donde el ángulo de Pitch es nulo y la  $\omega_t$  sigue (61). En estas condiciones de trabajo lo que se espera hallar es una velocidad de rotación constante tal y como se muestra en [Fig. 37]. Además, cabe señalar que en el modelo se impone de forma aproximada y como condición inicial en el integrador de (43) la  $\omega_{t_{inicial}} = \frac{7,2}{R_t} v_v = 0,935$ .



**FIGURA 37: VELOCIDAD ANGULAR DE LA TURBINA**  
 [ Fuente: Elaboración propia ]

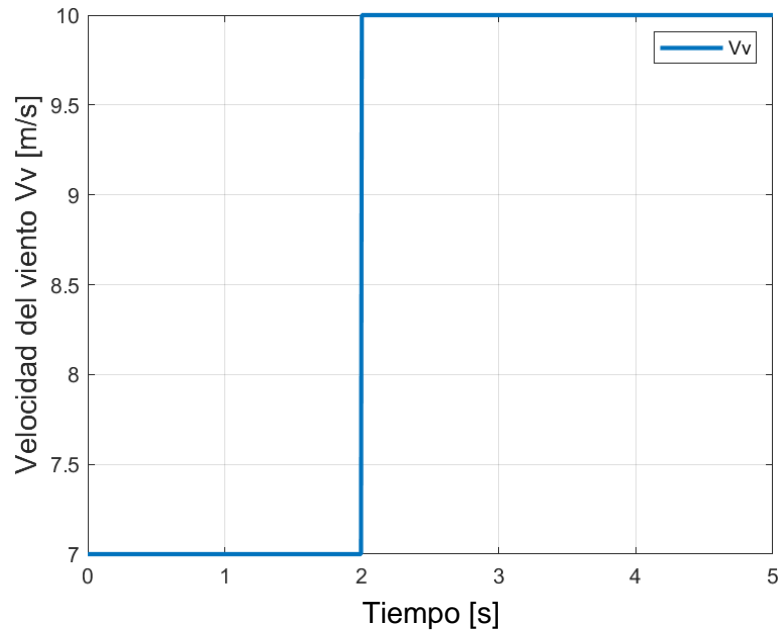
Para esta  $\omega_t$  la turbina trabaja con el tip speed ratio en su valor óptimo y con el ángulo de Pitch nulo, de manera que cabe esperar que el aerogenerador trabaje con el máximo  $C_p$  como se ve en la [Fig. 38].



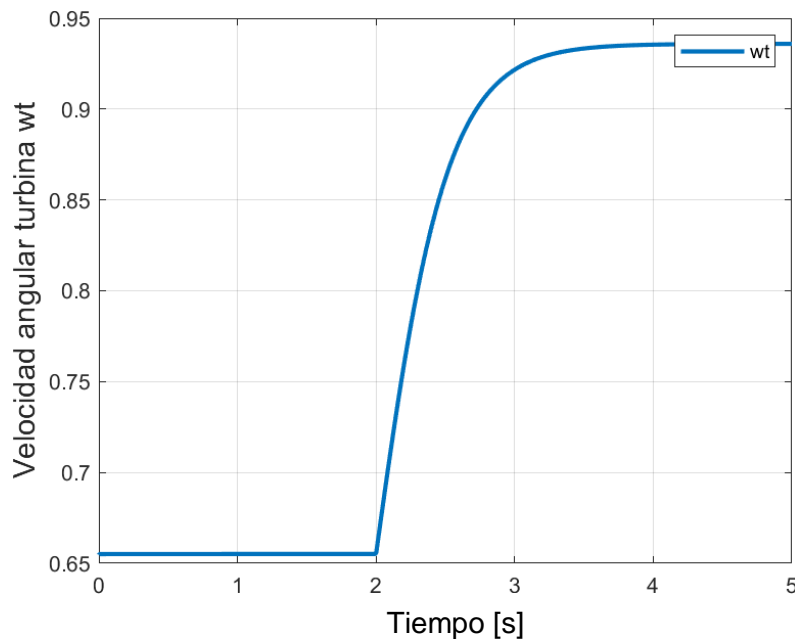
**FIGURA 38: COEFICIENTE DE POTENCIA DE LA TURBINA**  
 [ Fuente: Elaboración propia ]

A continuación, se estudia el funcionamiento del control de potencia óptima a partir de una entrada escalón [Fig. 39]. En este caso, frente a una entrada instantánea de viento, se observa

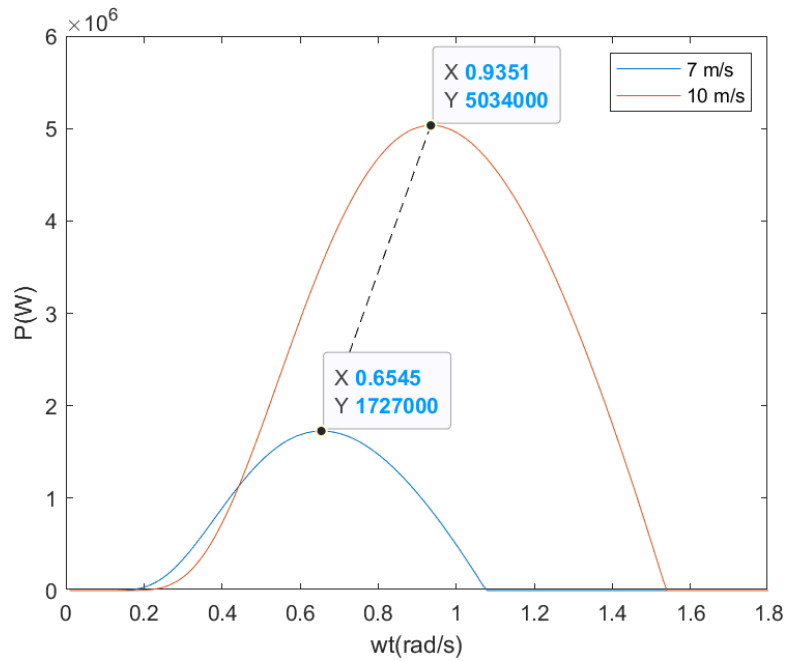
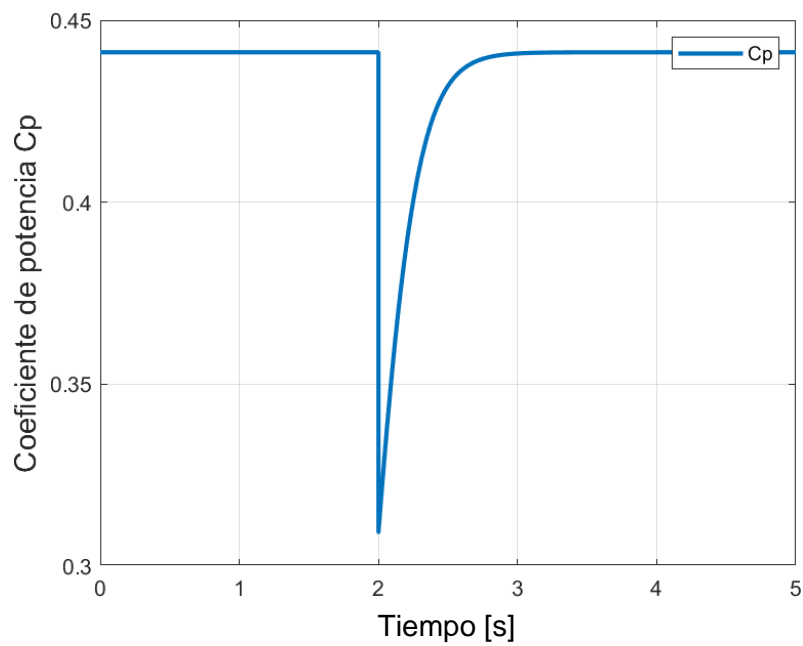
cómo actúa el control de potencia óptima para reajustar la velocidad de rotación de la turbina [Fig. 40]. Se puede comprobar que la velocidad de rotación coincide con la calculada en estado estacionario [Fig. 41]. También se muestra la evolución del coeficiente de potencia [Fig. 42].



**FIGURA 39: ENTRADA DE VIENTO TIPO ESCALÓN**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

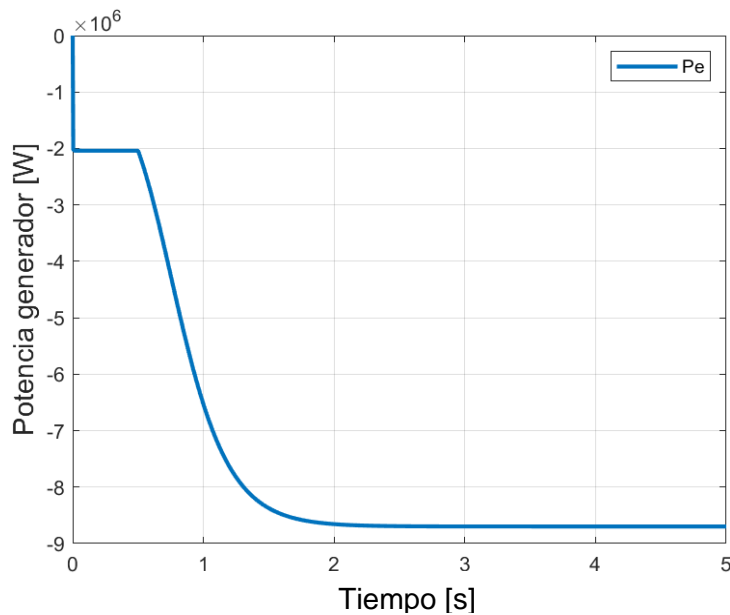


**FIGURA 40: VELOCIDAD ANGULAR DE LA TURBINA**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

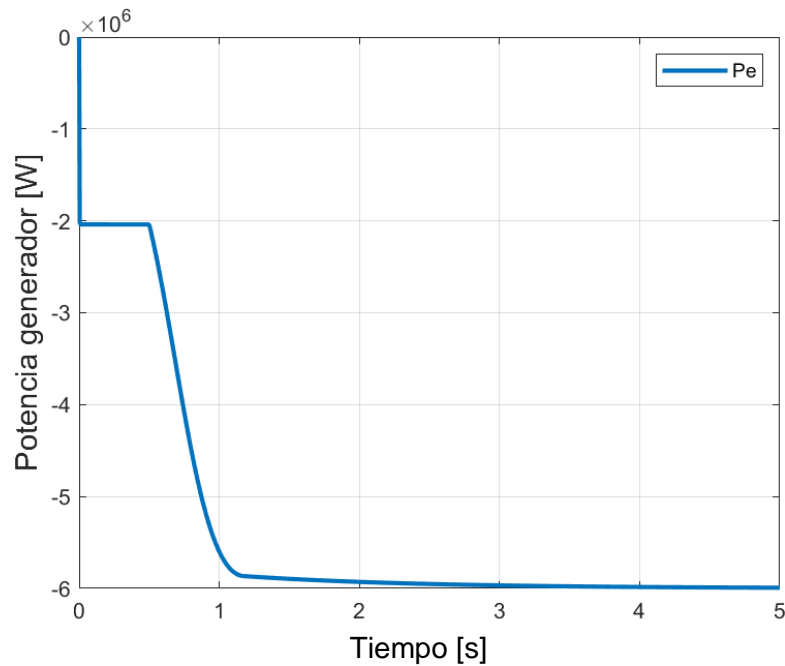
**FIGURA 41: CURVA DE POTENCIA ÓPTIMA***[ Fuente: Elaboración propia ]***FIGURA 42: COEFICIENTE DE POTENCIA DE LA TURBINA***[ Fuente: Elaboración propia ]*

#### 4.7. Funcionamiento del control del ángulo de Pitch

Para analizar el control del ángulo de Pitch se introduce una entrada de viento en forma de escalón cuyo valor final es  $v_v = 12$  m/s. En [Fig. 43] se muestra el valor de la potencia que alcanzaría la turbina en estas condiciones de trabajo si no se modificase el ángulo de Pitch. En [Fig. 44] se muestra de nuevo el gráfico de la potencia  $P_e$  pero, esta vez, con el control del ángulo de Pitch activado y ajustando la potencia  $P_e$  a la potencia nominal establecida (-6 MW).

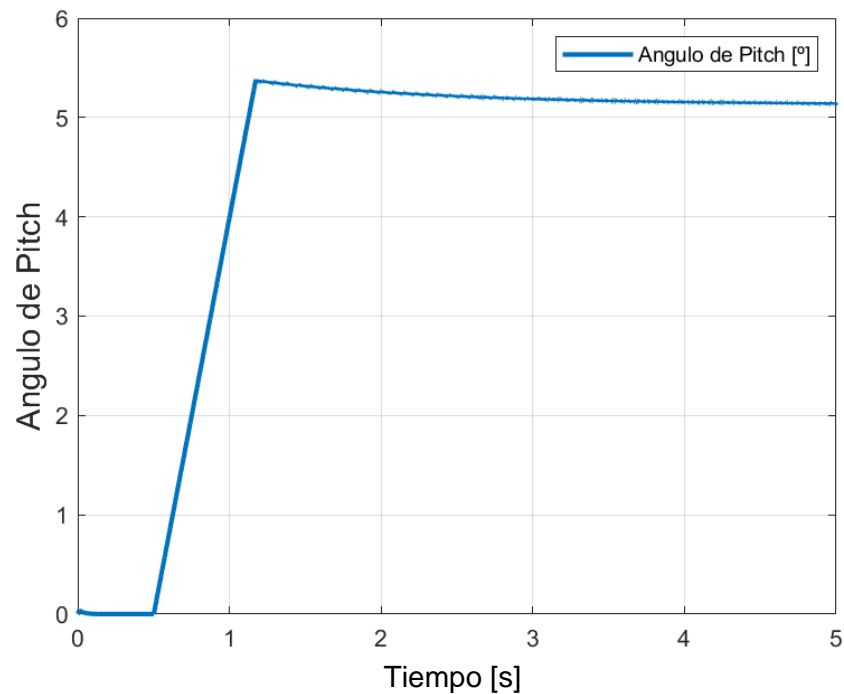


**FIGURA 43: POTENCIA ELÉCTRICA DEL GSIP CUANDO NO ACTUA EL ÁNGULO DE PITCH**  
[ Fuente: Elaboración propia ]



**FIGURA 44: POTENCIA ELÉCTRICA DEL GSIP CUANDO ACTUA EL ÁNGULO DE PITCH**  
 [ Fuente: Elaboración propia ]

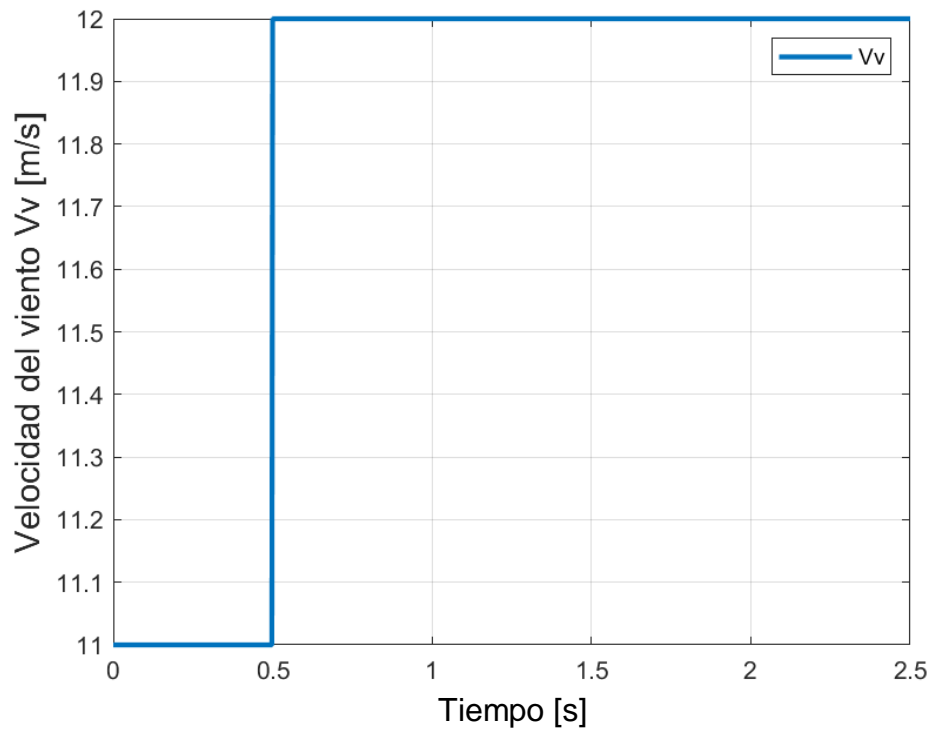
En [Fig. 45] se puede ver la evolución del ángulo de Pitch durante la simulación. La pendiente máxima de la variación del ángulo es de  $8^\circ/\text{s}$ , la máxima velocidad de rotación impuesta en el actuador (Sección 3.2.4).



**FIGURA 45: VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PITCH**  
 [ Fuente: Elaboración propia ]

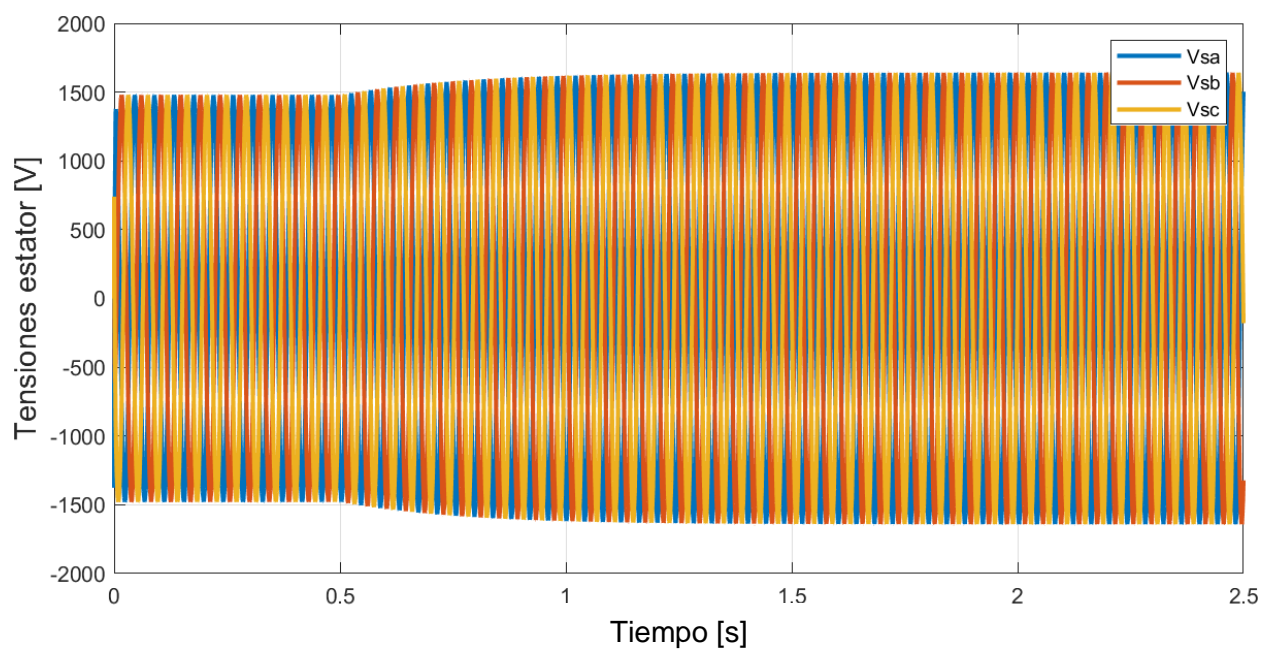
#### 4.8. Limitación de voltaje del rectificador

Con este sistema se ha querido limitar el módulo de la tensión  $|V_{s,qd}|$  a 1350 V, lo que se traduce en limitar la tensión de pico de  $V_{s,abc}$  a 1350 V. Para simular este apartado se ha escogido una entrada de viento que aportara una intensidad  $I_{s,q}$  superior a  $|2500 \text{ A}|$ . Asimismo, se quiere demostrar que la tensión de pico se mantiene estable a pesar de aumentar el viento. Por todo ello, se ha decidido aplicar una entrada de tipo escalón como la representada en [Fig. 46].

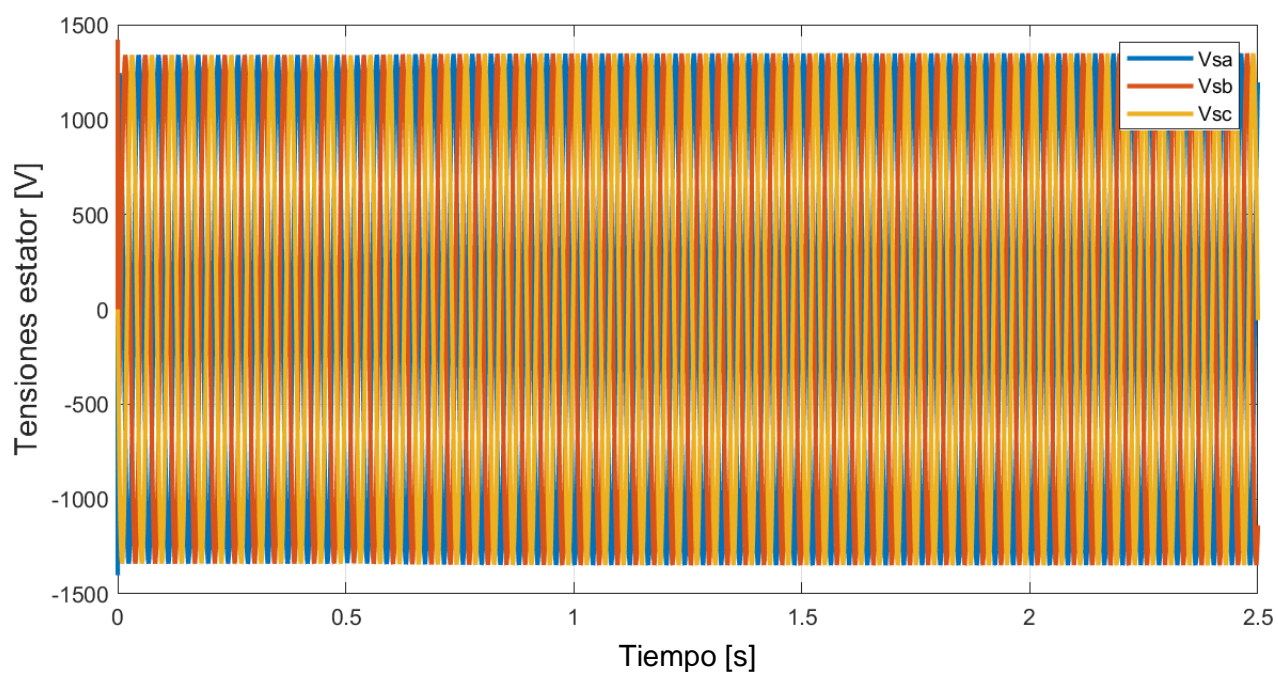


**FIGURA 46: ENTRADA DE VIENTO TIPO ESCALÓN**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

En [Fig. 47] se ha representado la evolución de las tensiones  $V_{s,abc}$  en el caso de que no se aplicase la limitación de voltaje. En [Fig. 48] se han representado las mismas tensiones pero, esta vez, con el limitador de tensión activado. De esta manera, se puede comprobar que el valor de pico de las tensiones  $V_{s,abc}$  se mantiene fijo e igual al valor deseado (1350 V) a pesar de variar la velocidad del viento. En [Fig. 49] se puede ver la evolución la intensidad  $I_{s,d}$  para mantener la tensión de pico constante.

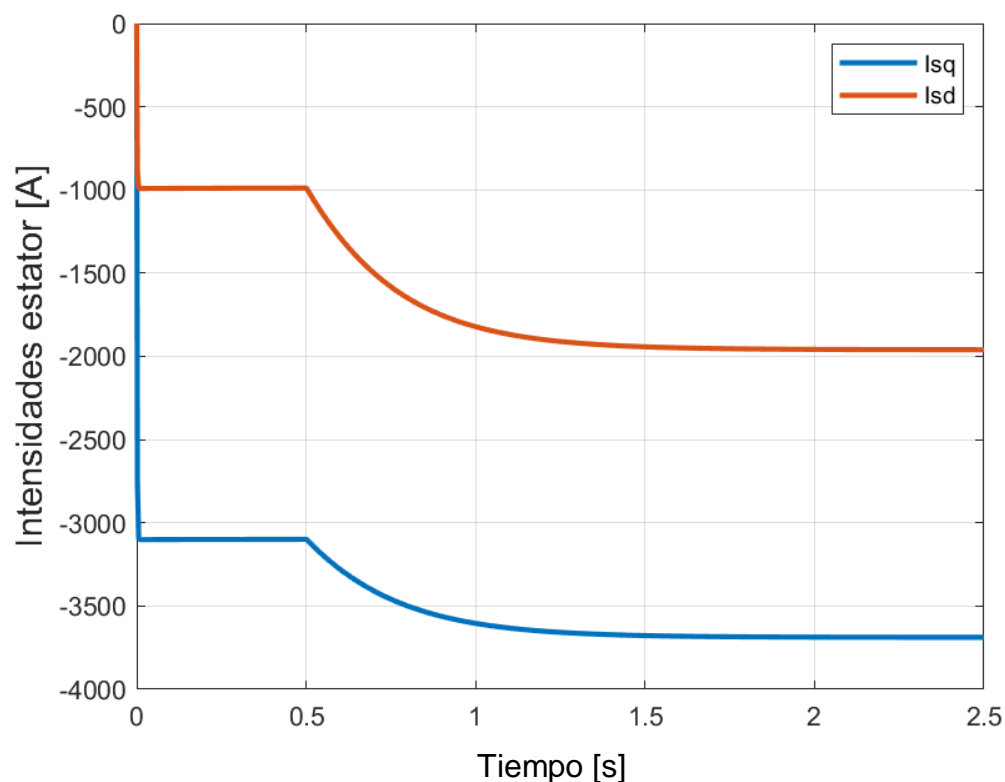


**FIGURA 47: TENSIONES DEL ESTATOR SIN LIMITACIÓN DE VOLTAJE**  
[ Fuente: Elaboración propia ]



**FIGURA 48: TENSIONES DEL ESTATOR CON LIMITACIÓN DE VOLTAJE**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

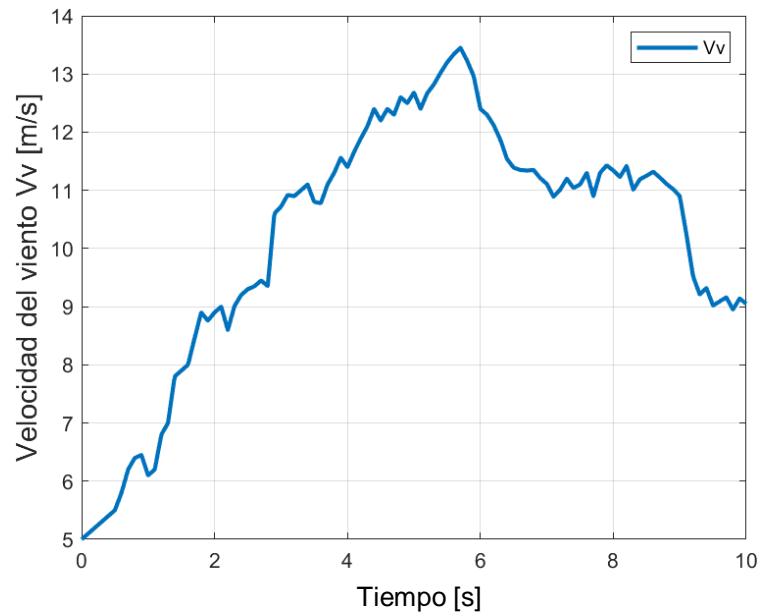




**FIGURA 49: INTENSIDADES DEL ESTATOR PARA LA LIMITACIÓN DE VOLTAJE**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

#### 4.9. Funcionamiento con una entrada de viento real

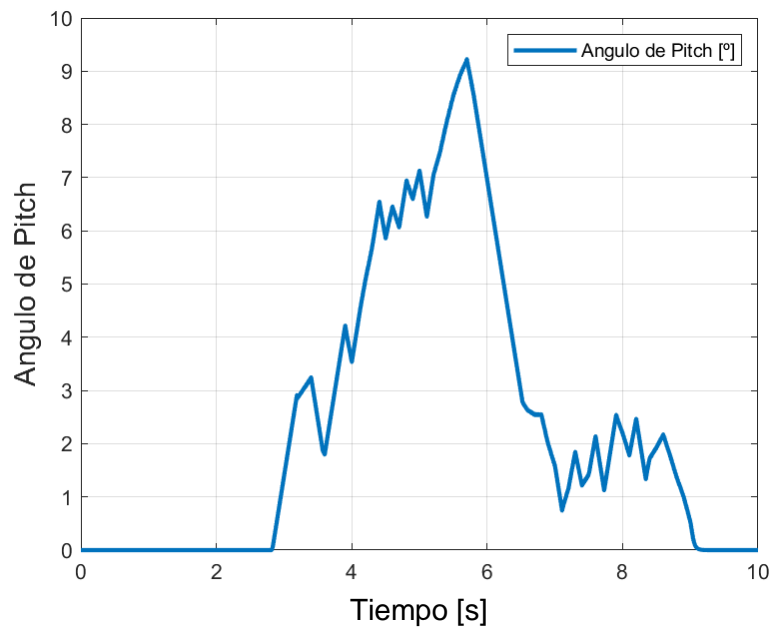
En este último apartado de simulación se pretende ver el comportamiento de todas las variables comentadas anteriormente pero ahora frente a una entrada de viento real. En [Fig. 50] se puede ver cuál es la entrada de viento aplicada al sistema. Se ha escogido una entrada que empieza a 5 m/s y alcanza velocidades superiores a 13 m/s. Con este abanico de velocidades se pretende contemplar los diferentes escenarios de funcionamiento de la turbina.

**FIGURA 50: ENTRADA DE VIENTO REAL**

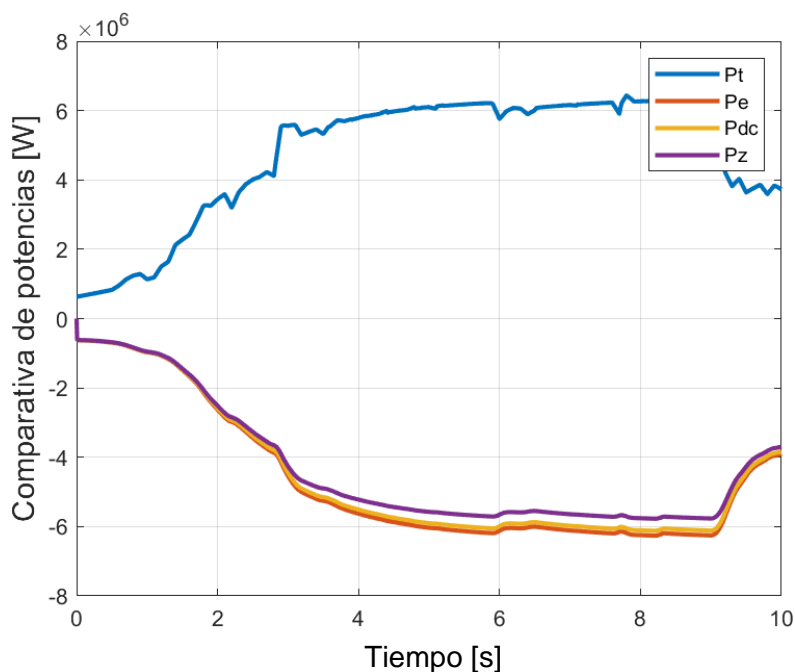
[ Fuente: Elaboración propia ]

En [Fig. 51] se puede ver el control del ángulo de Pitch que ajusta la potencia a su valor nominal.

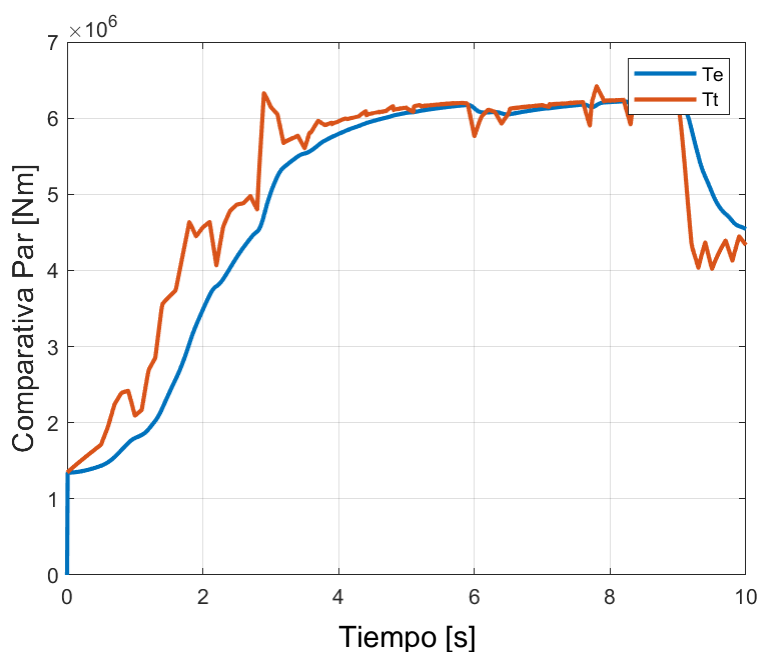
En [Fig. 52] se representan las diferentes potencias del sistema.

**FIGURA 51: VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE PITCH**

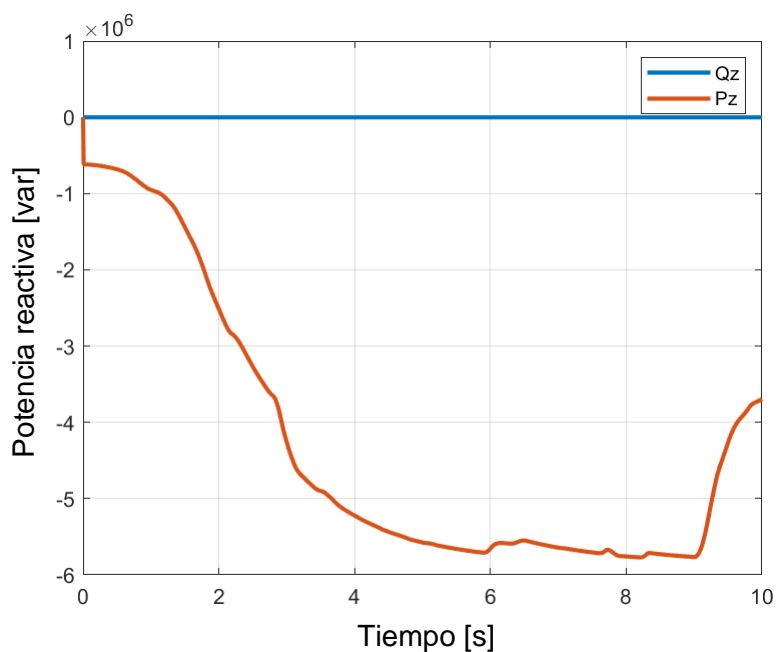
[ Fuente: Elaboración propia ]

**FIGURA 52: COMPARATIVA DE POTENCIAS DEL SISTEMA***[ Fuente: Elaboración propia ]*

En [Fig. 53] se puede observar la comparativa entre el par que se recibe del viento y el par del generador del estator. Cabe destacar que el par del generador no sufre cambios bruscos debido a la elevada inercia de la turbina.

**FIGURA 53: COMPARATIVA DEL PAR MECÁNICO Y EL PAR DEL GENERADOR***[ Fuente: Elaboración propia ]*

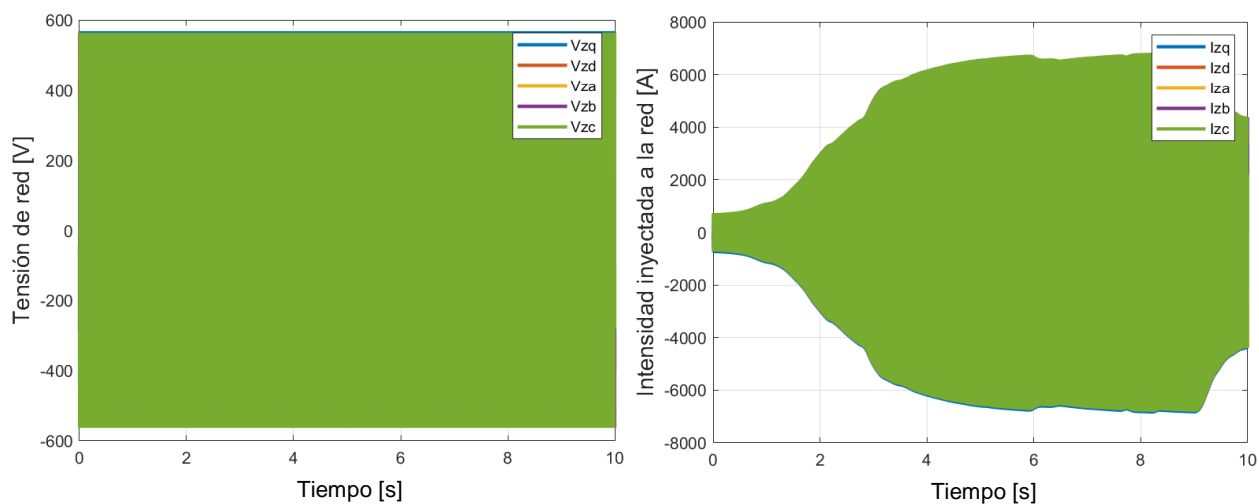
En este caso, la simulación se ha realizado aplicando una  $Q^* = 0$  en el regulador de voltaje. De esta forma, se entregan a la red las potencias activa y reactiva mostradas en [Fig. 54].



**FIGURA 54: POTENCIA ENTREGADA A LA RED**

[ Fuente: Elaboración propia ]

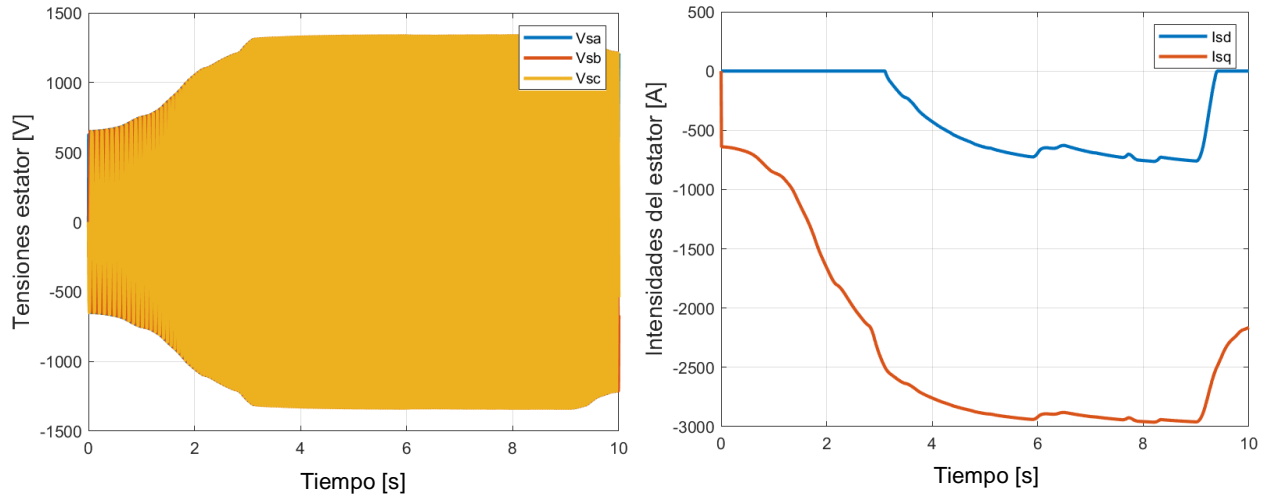
En [Fig. 55] se muestran las tensiones y las corrientes de la red respectivamente.



**FIGURA 55: TENSIONES Y CORRIENTES DE LA RED**

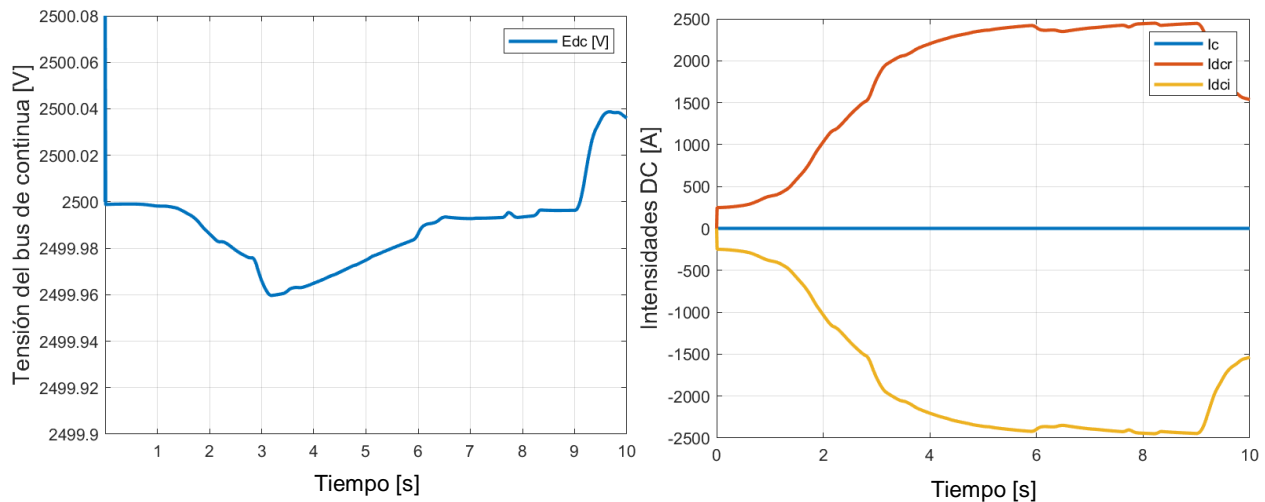
[ Fuente: Elaboración propia ]

En [Fig. 56 izquierda] se grafican las tensiones del estator en las que se puede comprobar el correcto funcionamiento del limitador de voltaje del rectificador. Para conseguirlo, la intensidad  $I_{s,d}$  toma los valores de [Fig. 56 derecha].



**FIGURA 56: TENSIONES Y CORRIENTES DEL ESTATOR**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

En la parte de continua del convertidor se puede ver que la tensión del bus de continua es prácticamente constante, como se muestra en [Fig. 57 izquierda], lo que provoca que las intensidades  $I_{DCR}$  e  $I_{DCI}$  sean iguales, pero de signo contrario [Fig. 57 derecha].



**FIGURA 57: TENSIONES Y CORRIENTES DIRECT CURRENT**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

## 5. CONCLUSIONES

---

Como se ha visto en las simulaciones, se ha implementado un modelo del convertidor *back-to-back* que funciona de la manera deseada.

El inversor mantiene la tensión del bus de continua y permite enviar a la red la potencia deseada en todo momento pudiendo controlar independientemente la potencia activa y la reactiva. Todo ello se consigue controlando las tensiones que aplica el inversor.

Por su parte, el rectificador permite controlar el par óptimo que debe ejercer el generador para así hacer girar la turbina a la velocidad angular adecuada. Esto se logra controlando las tensiones del estator para que las corrientes de este sean las deseadas.

Asimismo, cabe destacar que para implementar controladores PI previamente se han transformado exitosamente las variables de tensión y corriente senoidales a valores constantes aplicando la transformación de Park.

Al modelo también se le ha añadido un control del ángulo de Pitch para fijar la potencia a su valor nominal cuando el viento es suficientemente elevado. Este sistema se ha implementado mediante un controlador PI y un actuador y su simulación con diferentes entradas de viento ha sido satisfactoria.

Finalmente cabe destacar que, para dar mayor credibilidad al trabajo, se ha tratado de utilizar datos fieles a la realidad utilizando valores de aerogeneradores actuales. De esta manera, se pretendía también obtener un rendimiento más o menos fiel a la realidad pese a haber realizado diferentes simplificaciones en la modelización del sistema.

## 6. IMPACTO AMBIENTAL

---

En este apartado se pondrán de relieve los efectos, tanto positivos como negativos, que puede ocasionar la instalación de un parque eólico en el mar. Cabe matizar, sin embargo, que el impacto medioambiental de un proyecto de esta naturaleza depende en gran medida de la elección del método de construcción y remoción, entre otros.

Asimismo, como requisito previo, es necesario realizar un estudio exhaustivo de la zona en la que se va a emplazar la estructura de dicho proyecto descartando zonas marinas protegidas, áreas de alimentación, rutas migratorias, lugares de cría y, especialmente, las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves.

### 6.1. Efectos negativos

En primer lugar, se pueden producir las siguientes afectaciones en el suelo y en el agua [B9]:

- **Alteración del fondo marino:** las fases de construcción y desmantelamiento de un parque eólico offshore provocan la muerte de comunidades de organismos que habitan el fondo de los ecosistemas acuáticos. Sin embargo, dichos organismos vuelven a colonizar el terreno en un breve periodo de tiempo.
- **Alteración de la geomorfología:** las fases de construcción y desmantelamiento pueden hacer variar el régimen de oleaje y corrientes, modificando así la morfología local.
- **Turbidez de las aguas:** las fases de construcción y desmantelamiento también pueden enturbiar el agua debido al levantamiento de sedimentos. Es temporal y no se considera grave ya que los sedimentos se asientan rápidamente.
- **Influencia en los peces:** los efectos asociados a la fase de construcción sólo tienen lugar durante cortos espacios de tiempo y no se derivan efectos a largo plazo.

En segundo lugar, se pueden producir las siguientes afectaciones en el aire:

- **Ruido:** a lo largo de la vida del parque eólico se van a originar ruidos procedentes de la rotación de las palas, los mecanismos internos y la velocidad del viento. Todo ello repercutirá sobre las

aves y las poblaciones más cercanas. Este último caso se puede mitigar distanciando suficientemente la estructura de la costa. Con todo, se ha visto que el ruido que hacen las turbinas es más bajo que el que puedan hacer los barcos de pasajeros. Además, las vibraciones submarinas, aunque existentes, se consideran irrelevantes.

- **Muerte de aves:** esta ha sido la externalidad negativa más destacada. No obstante, si bien es cierto que mueren aves al colisionar con los aerogeneradores, se ha averiguado que la energía eólica representa el 0,0005% de la mortalidad de estos animales siendo la última de sus causas.
- **Contaminación lumínica:** se genera por las balizas luminosas, colocadas en la parte superior de los aerogeneradores, como medios de señalización para evitar la colisión con embarcaciones y aviones. El impacto dependerá del número de aerogeneradores y la distancia a la costa, pero, en todo caso, suele ser reducido.

En tercer lugar, se pueden producir las siguientes afectaciones socio-económicas:

- **Disminución de la actividad pesquera en la zona.**
- **Alteración de la señal de las telecomunicaciones:** los aerogeneradores pueden alterar la señal de radares, sistemas de ayuda a la navegación aérea y similares que se encuentren próximos, si bien las situaciones de interferencia no son habituales.
- **Impacto visual:** este factor depende de la distancia del parque a la costa. Pese a ello, es poco probable que influya en el turismo debido a que se suele advertir en el horizonte como algo casi imperceptible.

## 6.2. Efectos positivos

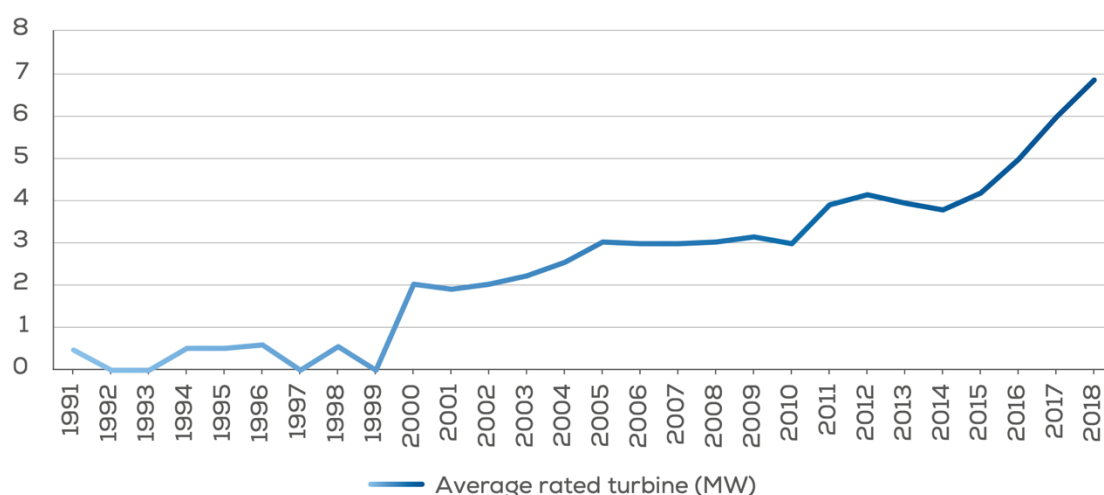
Las repercusiones positivas de la energía eólica se pueden resumir como sigue:

- **No contamina:** un parque eólico no emite sustancias tóxicas ni contaminantes al aire, no genera residuos ni contamina el agua. De hecho, además de impactar positivamente sobre la calidad del aire (evita la emisión de 25 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> cada año), la energía eólica tiene una de las huellas de consumo de agua más bajas, lo que la convierte en clave



para la preservación de los recursos hídricos. Asimismo, especialmente la offshore, al ubicarse mar adentro, reduce el impacto visual y acústico.

- **Es inagotable:** el viento es un recurso cuya disponibilidad es infinita. Además, el recurso eólico que existe en el mar es mayor que en tierra (hasta el doble que en un parque terrestre medio).
- **Reduce el uso de combustibles fósiles:** frena el agotamiento de combustibles fósiles.
- **Reduce las importaciones energéticas:** la energía eólica es actualmente la energía más madura y eficiente de todas las energías renovables. Concretamente, la capacidad de las turbinas en alta mar se ha incrementado en un 102% durante la última década [Fig. 58] y alrededor del 10% de toda la potencia eólica instalada en Europa es marina. Reino Unido, Alemania y China disponen del 82% de instalaciones en alta mar, siendo los líderes.



**FIGURA 58: PROMEDIO ANUAL DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE TURBINA EÓLICA OFFSHORE (MW)**  
[ Fuente: WindEurope ]

- **Genera riqueza y empleo local:** el funcionamiento de los aerogeneradores repercutirá positivamente en las regiones donde se ubiquen a través del desarrollo del tejido industrial y la generación de empleo en las labores de mantenimiento de las instalaciones [B5]. Solo en Reino Unido se espera que para 2030 la energía eólica marina llegue a proporcionar un tercio de la combinación energética del país, creando aproximadamente 27.000 nuevos empleos en la industria.

- **Contribuye al desarrollo sostenible:** No solo baja los precios de la electricidad al desplazar tecnologías de combustión más caras en el mercado, sino que contribuye a poner freno al cambio climático y reduce el efecto invernadero.

### 6.3. Conclusión

Haciendo balance de todo lo expuesto, las implicaciones negativas de la energía eólica son, en su mayoría, poco importantes e incluso subsanables a corto plazo. En cualquier caso, esta tecnología es la más eficiente para producir energía de forma segura y ambientalmente sostenible. Sus beneficios explican el desarrollo del sector eólico constituyéndose como líder en la transición energética hacia fuentes limpias.

## 7. PRESUPUESTO

Para realizar una estimación del presupuesto destinado a la realización de este proyecto se contabilizarán los siguientes aspectos:

En la partida de **recursos humanos** se tiene en cuenta todo el tiempo que el estudiante ha dedicado al proyecto en sus diferentes etapas:

- **Investigación:** Tiempo invertido en la etapa de investigación en la que se ha recopilado información de diferentes artículos y trabajos.
- **Formación:** Tiempo invertido en el aprendizaje del Software Matlab Simulink.
- **Elaboración:** Tiempo invertido en realizar el modelo en Matlab Simulink.
- **Redacción:** Tiempo empleado en extraer conclusiones y redactar la memoria.

RECURSOS HUMANOS	UNIDADES	COSTE	COSTE TOTAL
Investigación	150 h	25 € / h	3750,00 €
Formación	20 h	25 € / h	500,00 €
Elaboración	150 h	25 € / h	3750,00 €
Redacción	100 h	25 € / h	2500,00 €
<b>TOTAL</b>			<b>10500,00 €</b>

En la partida de **maquinaria** se tiene en cuenta tanto el software como el hardware utilizado:

- **Hardware:** el valor inicial del equipo necesario para el procesamiento de la información (Ordenador y periféricos) es de 1635,90 €. La amortización de este tipo de material es de 5 años. Como se ha usado durante 4 meses para la realización de este proyecto, la amortización que le corresponde es de 110,00 €.
- **Software:**
  - El programa que se ha utilizado en la fase de elaboración es el Matlab Simulink. La suscripción anual asciende a 800 €.

- El programa que se ha utilizado en la fase de redacción es el Word por lo que se ha tenido que adquirir el pack de Microsoft Office. La suscripción mensual es de 7 €/ mes. Dado que se ha usado 4 meses para este proyecto, el coste ascendería a 28 €.

MAQUINARIA	COSTE TOTAL
Hardware	110,00 €
Matlab	800,00 €
Microsoft Office	28,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>938,00 €</b>

En la partida de **suministros** se tienen en cuenta los costes de internet, el gasto eléctrico, la impresión de documentos y el material de oficina.

SUMINISTROS	COSTE TOTAL
Internet	60,00 €
Gasto eléctrico	40,00 €
Impresión de documentos y similares	20,00 €
Material de oficina	15,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>135,00 €</b>

En suma, los totales de las partidas anteriores (en las que se ha incluido el IVA) suponen **un presupuesto total del proyecto de 11573 €**.

## ANEXO TRANSFORMACIÓN DE PARK

La transformada de Park es una transformación matemática que permite pasar las variables oscilantes de un sistema trifásico ( $x_{abc}$ ) a valores constantes ( $x_{qd0}$ ) y viceversa. En este caso, se utiliza dicha transformación para pasar las corrientes y tensiones trifásicas a valores constantes. La principal ventaja de este cambio es que simplifica el control de estas variables ya que permite aplicar técnicas de control sencillas. A continuación, se muestra (65) y su inversa (66).

$$[x_{qd0}] = [T_{qd0}][x_{abc}] \quad (65)$$

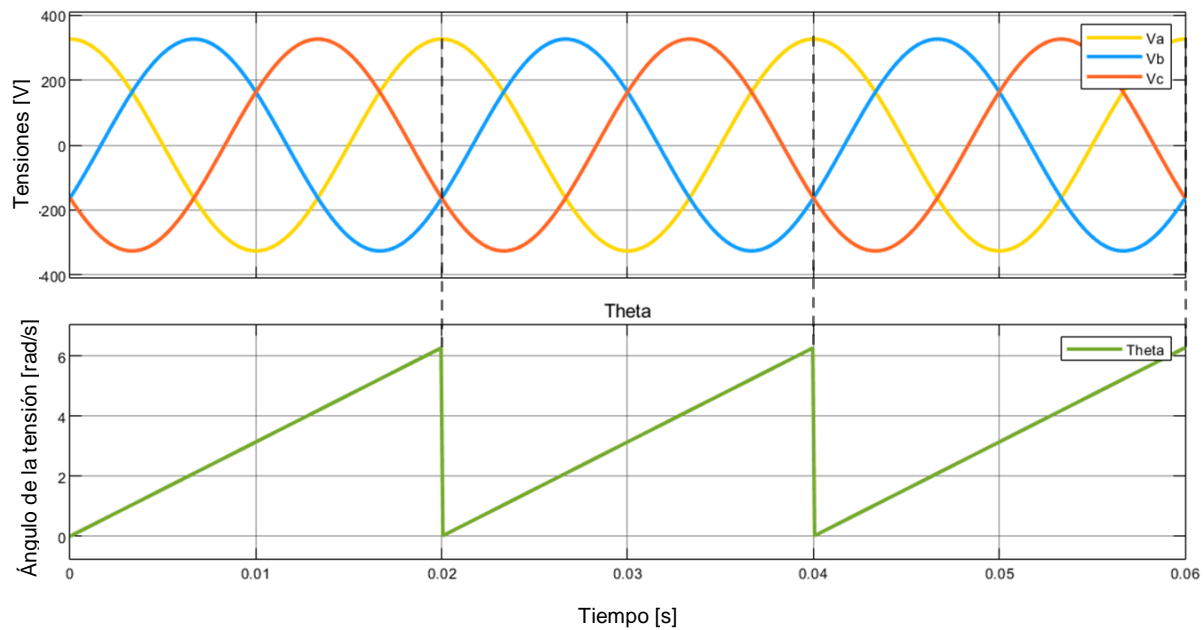
$$[x_{abc}] = [T_{qd0}]^{-1}[x_{qd0}] \quad (66)$$

Donde  $T$  y  $T^{-1}$  son las matrices (67) y (68):

$$T(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (67)$$

$$T^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (68)$$

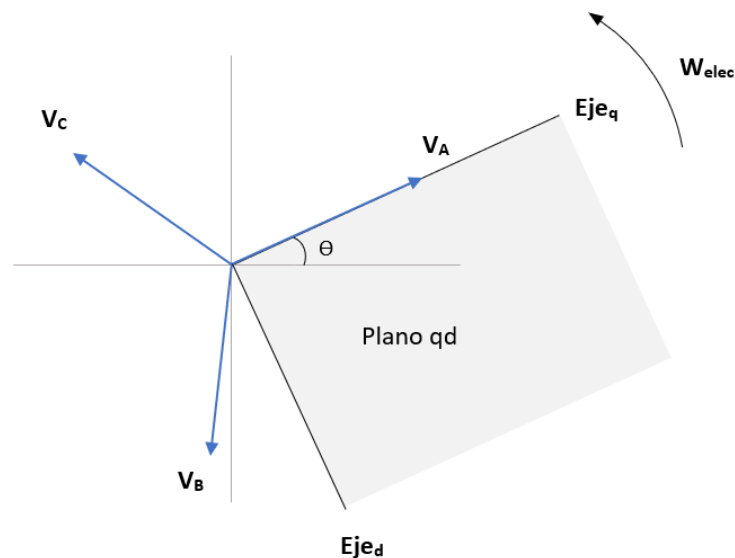
Como se puede observar en las expresiones anteriores, la transformación de Park depende del ángulo  $\theta$ . Este ángulo  $\theta$  es el ángulo de la tensión  $V_a$  de la red eléctrica y se obtiene gracias al PLL descrito en la Sección 3.1.4. En [Fig. 59] se puede ver como el ángulo  $\theta$  va de 0 a  $2\pi$  coincidiendo con la tensión  $V_a$ .



**FIGURA 59: ANGULO EMPLEADO EN LA TRANSFORMADA DE PARK**

[ Fuente: Elaboración propia ]

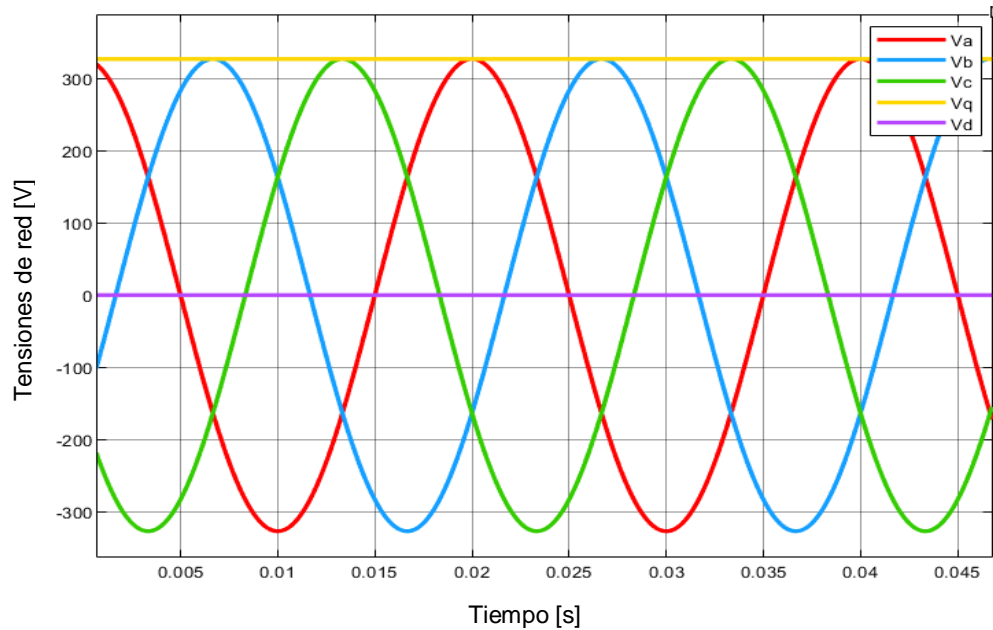
En [Fig. 60] se muestra la interpretación fasorial de la transformación de Park. Los fasores  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$  representan un sistema de tensiones trifásico simétrico y equilibrado. Los ejes  $q$  y  $d$  representan la base ortogonal de Park, esta base gira a la velocidad angular de la red y con el ángulo de fase de la tensión  $V_a$ . De esta manera se consigue que el fasor  $V_a$  siempre quede totalmente proyectado sobre el eje  $q$  o lo que es lo mismo, que la proyección del vector  $V_a$  sobre el eje  $d$  sea nula. Así pues,  $V_q$  será siempre igual a la tensión de pico y  $V_d$  será igual a 0.



**FIGURA 60: INTERPRETACIÓN FASORIAL DE LA TRANSFORMADA DE PARK**

[ Fuente: Elaboración propia ]

En [Fig. 61] se observan las tensiones trifásicas de la red ( $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$ ) y su transformación al dominio de Park ( $V_q$ ,  $V_d$ ). En el gráfico se puede ver como la variable  $V_q$  corresponde a un valor constante e igual al valor de la tensión de pico de la red y el valor  $V_d$  es nulo.



**FIGURA 61: TRANSFORMACIÓN DE PARK**  
[ Fuente: Elaboración propia ]

## BIBLIOGRAFÍA

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ B1 ] BENELGHALI, Seifeddine, BENBOUZID, Mohamed y CHARPENTIE, Jean-Frederic, *Comparison of PMSG and DFIG for Marine Current Turbine Applications*, 2010.
- [ B2 ] EGEA-ALVAREZ, Agustí, JUNYENT-FERRÉ, Adrià y GOMIS-BELLMUNT, Oriol, *Active and reactive power control of grid connected distributed generation systems*.
- [ B3 ] EL-TOUS, Yousif, *Pitch Angle Control of Variable Speed Wind Turbine*, Faculty of Engineering Technology, Al-Balqa Applied University, curso 2008.
- [ B4 ] HARNEFORS, Lennar y NEE, Hans-Peter, *Model-Based Current Control of AC Machines Using the Internal Model Control Method*, 1998.
- [ B5 ] HOYO TORRE, Lucía, *Análisis de viabilidad socioeconómica de un parque eólico offshore en Cantabria*, Trabajo de Final de Grado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación, Universidad de Cantabria, 2018.
- [ B6 ] JUNYENT-FERRÉ, Adrià. *Control of power electronic converters for the operation of wind generation Systems under grid disturbances*, Universitat Politècnica de Catalunya, curso 2011.
- [ B7 ] Material de la asignatura *Generación eléctrica eólica*, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, curso 2019-2020.
- [ B8 ] RIFÀ ESPUÑA, Roger, *Modelització i control d'un aerogenerador direct-drive amb generador síncrom d'imants permanents*, Trabajo de Final de Grado, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, curso 2014.



- [ B9 ] RODRÍGUEZ CAMPELLO, Lidia Sofía, PEREIRA LAGOA, Iván y TOVAL ÁLVAREZ, Noelia *Impactos ambientales de un parque eólico marino. Retos y oportunidades*, Trabajo de Final de Máster, Escuela de Organización Industrial, 2011.

- [ B10 ] WARD, Dawn, COLLU, Maurizio y SUMNER, Joy, *Reducing Tower Fatigue through Blade Back Twist and Active Pitch-to-Stall Control Strategy for a Semi-Submersible Floating Offshore Wind Turbine*, 2019.

## TRABAJOS RELACIONADOS

- [ B11 ] LUMBRERAS CARRASCO, David, *Modelització, control i simulació de xarxes VSC-HVDC per a la integració de parcs eòlics marins*, Trabajo de Final de Grado, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, curso 2017.

- [ B12 ] ZIANI, Fouad, *Estudio e implementación de un emulador de red*, Trabajo de Final de Grado, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, curso 2014.